

*Análisis de la capacidad de generación de Reactiva
de un parque eólico para la participación en el
control de tensión.*

Alumno: Iñigo Luna Rodríguez
Máster en Energías Renovables: Generación eléctrica.
Universidad Pública de Navarra.

RESUMEN.

En la presente memoria se va a tratar de realizar el análisis de la capacidad de un parque eólico a participar en el control de tensión según el borrador del P.O.7.5.


Tras mostrar la necesidad de que las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables participen en el control de tensión, se empleará el estudio de flujos de cargas en sistemas eléctricos para valorar si la instalación es capaz de aportar o consumir energía reactiva en función de la consigna recibida por el operador del sistema. Para ello se realizará el modelado de una instalación tipo, con aerogeneradores de una edad media de 10 años, con generador doblemente alimentado, representativo de la población de parques que dispone gasNatural Fenosa Renovables. Es para este tipo de parques eólicos a los que se pretende dirigir el estudio, con el fin de identificar el escenario a observar de cara a determinar si un parque eólico cumple con los requerimientos del procedimiento.

En el modelo no se considerará la posible participación de los transformadores con regulación en carga, ya que la mayoría de los activos a los que se dirige el estudio no disponen de este tipo de instalación, que facilita en gran medida el comportamiento del parque en tensiones altas, evitando la desconexión de las máquinas.

Finalmente se ve cómo el escenario más complejo que se tiene es aquel en el que se dan las mayores tensiones en bornas de los generadores, pudiendo llegar a desconectar las turbinas de la red si se supera el límite superior del tarado de los relés de sobretensión de las máquinas.

Al mismo tiempo, en aerogeneradores de paso fijo, con generador de rotor de jaula de ardilla, es preciso complementar con bancos de condensadores en subestación u otros sistemas de control de reactiva que permitan aportar o consumir reactiva en función de las consignas. En caso contrario sería imposible abordar el objetivo de seguir una consigna de tensión y estos parques quedarán abocados a la modalidad B del procedimiento.

Por último, además de analizar las condiciones de tensión en los escenarios más desfavorables, se deberán tener en cuenta otros factores, como el que los parques acogidos a la modalidad A no serán penalizados con restricciones antes que los que están en la modalidad B. Esto puede suponer que, a pesar de incumplir con el control de tensión en determinadas ocasiones, las penalizaciones sean menores a las pérdidas evitadas por no ser limitados desde el Centro de Control de Renovables del operador del sistema (REE).

		Fecha: junio 2013
Edición: V7		Página: iii

DEDICATORIA.


Dedico este modesto Trabajo Fin de Máster a mi Familia, Laura, Anne, Miren y Xabier, sin cuyo apoyo hubiese sido imposible llevarlo a cabo, y a quienes espero devolver esas horas de cuentos y sueños que nos hemos dejado por el camino.

AGRADECIMIENTOS.

Quiero mostrar mi agradecimiento a los compañeros del máster, Carlos, Robert y Edgar, con los que he compartido muy buenos momentos y cuyo soporte me ha permitido avanzar hasta este punto.

Igualmente me gustaría mostrar mi agradecimiento al equipo docente del Máster de Energías Renovables “Generación Eléctrica”, que ha sabido orientarnos y despertar en nosotros la inquietud y curiosidad para poder ser mejores investigadores y profesionales.

"El agradecimiento es la memoria del corazón." – Lao-tse

		<i>Fecha: junio 2013</i>
<i>Edición: V7</i>		<i>Página: vi</i>

INDICE


1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS.....	3
1.1 RESUMEN DEL P.O.7.5.....	7
1.2 GAS NATURAL FENOSA RENOVABLES.	10
1.3 TIPOS DE AEROGENERADORES.....	13
1.3.1 Aerogeneradores de Velocidad fija.	13
1.3.2 Aerogeneradores con deslizamiento variable.....	15
1.3.3 Aerogeneradores doblemente alimentados (DFIG-DFIM-MADA).....	16
1.3.4 Aerogeneradores Full Converter.	16
1.4 CONTROL DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN O REDES DE TRANSPORTE.	18
2. HERRAMIENTAS Y MODELADO DEL SISTEMA.	27
2.1 HERRAMIENTAS EMPLEADAS.	27
2.1.1 PSS/E Simulation Software.....	27
2.1.2 Introducción a la interpretación de los resultados de PSS®E.	29
2.2 MODELIZACIÓN: DATOS PARA EL ANÁLISIS DEL RÉGIMEN PERMANENTE.....	35
2.2.1 Nudo de evacuación.....	36
2.2.2 Línea de transporte.....	38
2.2.3 Transformador de Potencia del parque.	42
2.2.4 Régimen permanente en líneas aéreas.....	44
2.2.5 Líneas subterráneas de media tensión.....	47
2.2.6 Modelo del aerogenerador y su transformador elevador.....	48
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	53
3.1 ESCENARIOS. DEFINICIÓN DE PARÁMETROS PARA EL ESTUDIO.....	53
3.1.1 Valores de tensión observados en el punto frontera.	55
3.1.2 Límites de generación de reactiva en los aerogeneradores.....	58
3.2 RESULTADOS DE LA MODELIZACIÓN.....	59
3.2.1 Caso 1: Máxima Generación eólica y máxima tensión observada en el punto frontera.	59
3.2.2 Caso 2: Máxima Generación eólica y máxima tensión (1.05) en el punto frontera.	63
3.2.3 Caso 3: Máxima Generación eólica y mínima tensión observada en el punto frontera.	66
3.2.4 Caso 4: Máxima Generación eólica y mínima tensión en el punto frontera.	69
3.2.5 Caso 5: Efecto de un banco de condensadores en el parque eólico.....	71
3.2.6 Caso 6: Comportamiento de las líneas subterráneas de media tensión internas del parque eólico.	73
3.2.7 Caso 7: Comportamiento de la línea de evacuación a distintos regímenes de carga.	79
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.	81
3.3.1 Nivel de recurso eólico.	82
3.3.2 Potencia del trazo adecuada.....	82
3.3.3 Secciones de cables subterráneos y longitudes de los tendidos.....	83
3.3.4 La línea de evacuación.	83
3.3.5 Tipo de Subestación en el punto frontera.	84
3.3.6 Tipo de aerogenerador.	85
3.3.7 Existencia de sistemas activos-pasivos en SET de parque.....	85
4. CONCLUSIONES.....	87
5. BIBLIOGRAFÍA	90
6. ANEXOS ALCANCE	93

1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS.

España ha experimentado un gran crecimiento de potencia renovable instalada, y en particular de instalaciones de generación de origen eólico en los últimos quince años. Dentro del mix energético la gestión de las renovables es un reto en estos momentos para el Operador del Sistema, REE, y en los últimos años se está tratando de regular el modo de integración de las renovables para poder convivir con el resto de plantas convencionales que hay en nuestro país.

Se ha planteado como objetivo para este proyecto el definir el o los escenarios a tener en cuenta de cara a poder evaluar la capacidad de un parque eólico para cumplir con la capacidad requerida de generación de reactiva dentro del escenario de control de tensión que se plantea en el borrador del procedimiento de operación P.O.7.5. La Situación actual en España, con una gran presencia de eólica integrada en la red, las tendencias de los demás mercados europeos y el contenido del borrador del procedimiento de operación para el control de tensión serán expuestos en el desarrollo del documento.

La potencia eólica instalada a mediados de 2012 era de 21.673 MW, lo que supone más de 19.000 turbinas instaladas en estos quince años de crecimiento sostenido. Si se compara esto con los 60 GW aproximadamente que hay de potencia instalada y disponible

		<i>Fecha: junio 2013</i>
<i>Edición: V7</i>		<i>Página: 3</i>

para el Operador del sistema, el hecho de tener que integrar la renovable en la red con prioridad sobre el resto implica un reto muy importante en la gestión.

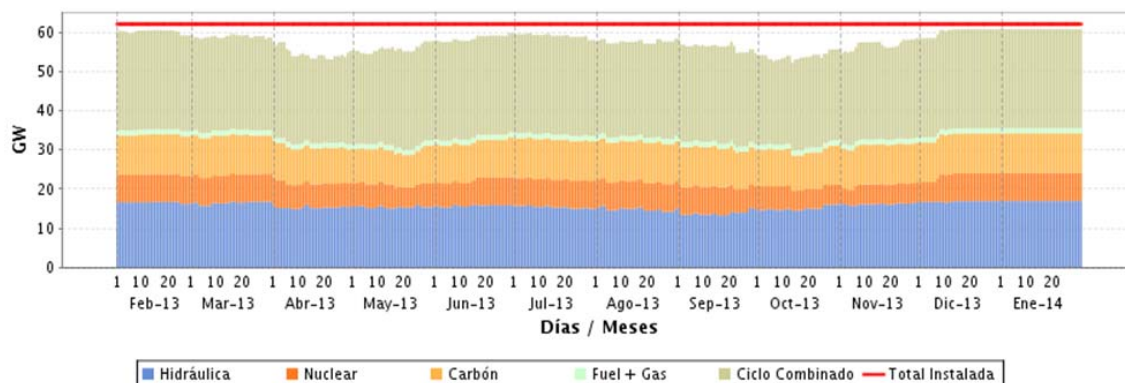


Fig.1 Potencia de generación disponible en el mercado Español horizonte 2013-2014. (Fuente REE)


El pasado mes de enero de 2013 la energía eólica cubrió el 26,2 % de la demanda eléctrica, seguida de la nuclear con el 19,8 %. Por detrás se situaron el carbón, con el 12,6% y la hidráulica con un 11,4 %, los ciclos combinados de gas natural con el 10,8% y el 19,2 % restante con otras fuentes de energía (cogeneración, residuos y otras renovables). El 6 de febrero de 2013 se alcanzaron los 17.014 MW eólicos integrados en el sistema, lo que supone todo un reto para mantener la estabilidad de la red, teniendo en cuenta que el recurso eólico está sujeto a predicciones poco precisas y es necesario tener una cartera de centrales que garanticen la estabilidad del sistema. Esta Garantía de potencia está primada y evidentemente encarece el coste energético.

En los últimos años el Operador del Sistema (REE) ha ido regulando a través de los Procedimientos de Operación el modo en que las renovables se tienen que comportar en el sistema eléctrico, acercando cada vez más su posición a la de la generación convencional. En este momento toda instalación renovable de más de 10 MW ha de estar adscrita a un centro de control o despacho delegado (P.O.3.7), y es el CECRE (Centro de control de Renovables de REE) el que coordina las consignas de limitación y restricciones a través de los despachos delegados. Los requerimientos exigidos son similares a los de la generación convencional, y obliga a las plantas renovables a limitar su producción en el caso de que la red no sea capaz de integrar el excedente energético generado en un momento dado. La eólica, al contrario que la energía solar, va en contra de la curva de demanda, por lo que su

integración es compleja, más aún en órdenes de magnitud como los que se han visto anteriormente.

Otro cambio importante en la regulación del sistema se marcó tras la publicación del P.O. 12.3, relativo a la obligatoriedad de soportar huecos de tensión. Esto hizo que todos los parques instalados debían adaptarse y certificarse para el cumplimiento de soportar un determinado hueco de tensión. Toda nueva instalación deberá ir provista de los sistemas necesarios para dar cumplimiento a este procedimiento. Esto implicó un gran esfuerzo de inversión en las instalaciones ya operativas, desarrollo de aplicaciones a medida para los aerogeneradores más antiguos y un gran despliegue de medios, que ha permitido que pocos aerogeneradores de los instalados quedaran catalogados como “no adaptables”. Este esfuerzo ha contribuido en gran medida a poder alcanzar ese record de generación instantánea de 17 GW eólicos conectados a la red, ya que la garantía de que ante un problema en la red no se desconecte la potencia eólica evita que el CECRE limite la generación eólica en mayor medida.

Los últimos reales decretos que han marcado las reglas del juego en la generación de renovables introducían al mismo tiempo posibles restricciones, o complementos en la bonificación, a aquellas instalaciones que además de generar a partir de una fuente de origen renovable, cumplieran con unos códigos de red determinados. En un primer momento el RD 436/2004 marcaba un complemento por energía reactiva, que marcaba un seguimiento cuarto horario y pretendía que los parques eólicos mantuvieran su nivel de reactiva dentro de unos límites, tratando no sólo de no consumir energía reactiva, sino incluso de aportarla al sistema, favoreciendo así el control de la tensión en los nudos de la red. Pronto se vio que esa tabla no era aplicable a todos los escenarios, y fue necesario particularizar un factor de potencia determinado, con sus bandas de histéresis, por zonas o parques eólicos. En el RD 661/2007 se mantenía esta línea de trabajo, y ya se introducía la necesidad de regular el control de tensión en los parques eólicos. Este sería el primer paso que dio lugar al debate y posterior borrador del procedimiento de operación P.O.7.5, que en estos momentos se encuentra bloqueado en el Ministerio al no encontrar un marco regulatorio adecuado en el que regular las posibles bonificaciones o incentivos que deberían asignarse a las instalaciones en el caso de acogerse a una u otra modalidad.

		Fecha: junio 2013
Edición: V7		Página: 5

Sin embargo es de esperar, ya que el resto de países con gran presencia de renovable como Alemania ya lo están haciendo, que se publique el procedimiento de operación que regule y trate de que los parques eólicos colaboren en el control de tensión de la red.

El borrador del P.O.7.5 establece un marco en el que permiten a los parques ya instalados elegir entre dos modalidades, una en la que permanecerían dentro del marco actual, de control de reactiva cumpliendo unos límites adecuados para el nudo de evacuación, y una segunda opción o modalidad, en la que se introduce la posibilidad de que los parques eólicos sigan una consigna de tensión recibida en tiempo real desde el CECRE a través del despacho delegado al que estén adscritos.


1.1 Resumen del P.O.7.5

El objetivo de este P.O. es establecer el modo en que las unidades de producción del régimen especial del sistema eléctrico español cuya potencia instalada sea superior a 10 MW (o 1 MW en los insulares y extrapeninsulares SEIE) prestarán el servicio complementario de control de la tensión.

En el quinto apartado se establecen dos modalidades (A y B) a las que con carácter obligatorio, deben acogerse todas y cada una de las unidades de régimen especial proveedoras del servicio complementario de control de tensión. En la modalidad A las unidades mantendrán la tensión siguiendo la consigna que reciban en tiempo real, enviada por el OS a través del despacho delegado al que se encuentren adscritas. Para ello la instalación deberá inyectar/absorber potencia reactiva en barras de central en función del desvío unitario de la tensión respecto de la tensión consigna. En el caso de la red de transporte cada generador estará asociado a un nudo, de forma que cuando se desee modificar la tensión de ese nudo se calculará la nueva consigna de tensión de cada unidad asociada a ese nudo. Mientras no se comunique una nueva consigna de tensión, seguirá estando vigente la última comunicada en tiempo real por el OS. En el caso de las unidades conectadas a la red de distribución la consigna enviada estará siempre dentro de unos rangos de tensión admisibles acordados con el gestor de la red de distribución.

En la modalidad B las unidades deberán cumplir con los rangos de factor de potencia establecidos en el artículo 29 y anexo V del Real Decreto 661/2007. En igualdad del resto de criterios, las unidades de la modalidad B serán las primeras en ver limitada su producción en caso necesario, frente a las unidades de la modalidad A.

El Borrador del procedimiento expone como será el control de tensión y las capacidades que deberán tener las plantas de generación para optar a la modalidad A. En la Figura 1.1 ya se marca el mínimo de generación o absorción de energía reactiva cuando la tensión oscile entre un 0.95 y un 1.05 en por unidad del valor de la tensión, siendo de hasta un 15% en los extremos.

		Fecha: junio 2013
Edición: V7		Página: 7

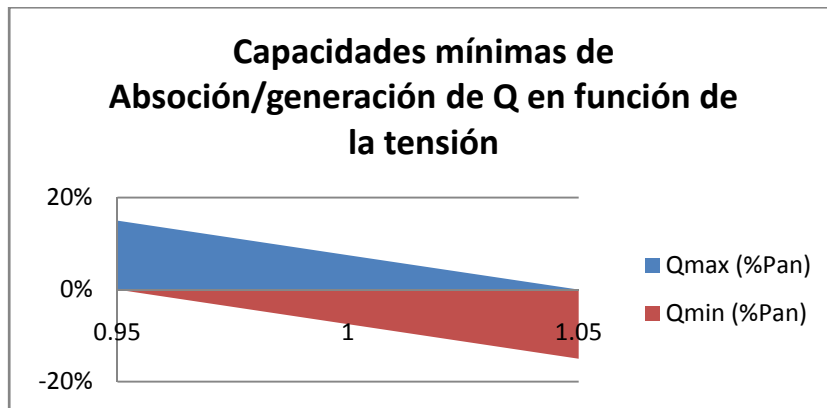


Fig.1.1.a Capacidades mínimas requeridas para el control de tensión en función de la tensión en barras de SET. (Fuente REE)

La primera consideración que realiza el borrador es distinguir entre los generadores con tecnología síncrona, fundamentalmente empleados en minicentrales hidráulicas, y generadores no síncronos (más comúnmente denominados asíncronos) o no conectados directamente a la red, pensando en generadores fotovoltaicos y eólicos en general (Aunque hay aerogeneradores con tecnología síncrona la mayor parte de los instalados en España son asíncronos).

Desarrollaremos brevemente la parte que afecta a los generadores asíncronos, ya que es la que aplica al objeto de este proyecto.

En primer lugar marca un mínimo de generación de activa del 20% de la potencia nominal instalada, por debajo del que se estará exento de cumplir la capacidad mínima mostrada en la fig. 1.1. Se indica que se proveerá toda la capacidad que sea posible y en el caso de que se vaya en sentido contrario a lo que exige el control, la desviación no será superior al 3 % de la potencia activa neta instalada.

Para este caso el control de la potencia reactiva será de tal modo que inyectará o absorberá potencia reactiva (Q) en las barras de la central en función del error unitario de la tensión respecto de la tensión de consigna ($\Delta V/V_{base}$) de acuerdo con lo indicado en la Figura 1.2. Se define el error de tensión ΔV como la diferencia entre la telemedida de la tensión V_i en barras de central de cada unidad de generación i y la consigna de tensión $V_{consigna\ i}$ establecida por el operador del sistema ($\Delta V = V_i - V_{consigna\ i}$).

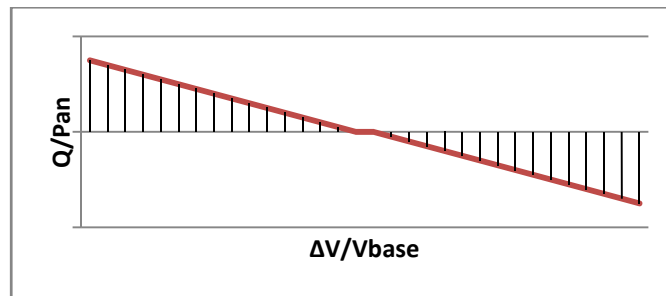


Fig.1.1.b Potencia reactiva unitaria en función del desvío unitario de la tensión. (Fuente REE)

$$K_v = \frac{Q/P_{an}}{\Delta V/V_{base}}$$

Como condiciones al control de la tensión se establece que la pendiente K_v deberá ser ajustable entre los valores 0 y 25 en valor absoluto, dónde la P_{an} es la potencia activa neta instalada y V_{base} es la tensión nominal de las barras de la central. Además se introduce la posibilidad de una banda muerta desde un valor nulo hasta ± 0.01 pu alrededor de la tensión de consigna. Fuera del rango de tensiones $0,95 < V < 1,05$ la instalación puede inyectar o absorber potencia reactiva según la respuesta del control (a consigna de tensión o factor de potencia) con las limitaciones que por encontrarse fuera de este rango imponga la producción de potencia activa. Prima de este modo la potencia activa sobre la inyección/absorción de reactiva fuera de ese ± 0.05 pu de la tensión de barras de subestación.

1.2 gasNatural Fenosa Renovables.


El desarrollo del proyecto tiene como objeto el dotar a la compañía de un criterio de base para poder discriminar qué parques optan a la modalidad A y cuáles se mantienen en el régimen actual, denominado modalidad B en el P.O.

gasNatural Fenosa Renovables, GNFR, tiene en operación 1.034 MW atribuibles de origen renovable, de los cuales 961 MW son de origen eólico, 72 MW minihidráulica y 1 MW de fotovoltaica. El ámbito geográfico está centrado en España, teniendo gran presencia en comunidades autónomas como Navarra, La Rioja, Aragón, Cataluña, Castilla León, Castilla La Mancha y Galicia, directamente o como accionista de las sociedades propietarias de los activos.

Dentro del amplio abanico de turbinas que se pueden encontrar, hay que destacar que en el caso eólico todas ellas son aerogeneradores con generador asíncrono, bien con rotor de jaula de ardilla (incluso Full Power de Siemens) o rotor bobinado (doblemente alimentado, Optislip de Vestas,...). Es por ello que no se desarrolla la parte de control específica para generadores síncronos expuesta en el borrador del procedimiento.

La edad de los activos es muy variable, un grupo de parques eólicos está formado por aerogeneradores con menos de cinco años, con generador asíncrono doblemente alimentado de 2 MW y cuya capacidad de regulación de reactiva y de control de tensión está probada. Sin embargo otro paquete de parques eólicos es de más de diez años, con aerogeneradores con rotor de jaula de ardilla, o rotor bobinado con resistencias rotóricas y Optislip®, pero con una capacidad de generación de reactiva muy limitada o nula. En estos parques el aporte de reactiva de cara a cumplir con los factores de potencia impuestos por el sistema se realiza con bancos de condensadores en subestación, con sistemas de control estáticos tipo STATCOM, sumando en algunos casos el aporte adicional que dan los botes de condensadores instalados en algunas turbinas. Dentro de los parques de más de diez años también se pueden encontrar un gran número de turbinas de potencia menor de un megavatio, con generador doblemente alimentado, como el modelo de Vestas V52 o el de Gamesa G5X.

Es en este grupo de parques más antiguos, con aerogeneradores de potencia menor a 1MW doblemente alimentados o asíncronos con rotor de jaula de ardilla, en los que merece

		Fecha: junio 2013
Edición: V7		Página: 10

la pena analizar si el parque en su conjunto es capaz de llegar a suministrar o consumir la energía reactiva necesaria para el control de tensión, o por lo menos estar dentro de las bandas planteadas en el borrador.

Uno de los factores determinantes en el control de tensión en los parques eólicos es la presencia de un transformador con regulación en carga. Este tipo de elemento es habitual en los nuevos desarrollos de parques eólicos, pero no es frecuente en la gran mayoría de instalaciones que hay por la geografía española. De hecho no es habitual encontrar en los parques de más de diez años un transformador con regulación en carga, y es por ello que en las simulaciones se ha prescindido de esta virtud de la instalación de cara a modelar la respuesta al control de tensión. Evidentemente si esta opción está disponible, el control de tensión se llevará a cabo con mayor capacidad de maniobra (el recorrido para aumentar la generación de reactiva será mayor, al evitar que la tensión en bornas de generador no llegue al límite superior).

Otro estudio, que se deja fuera del alcance del proyecto, es analizar la respuesta dinámica del parque ante un cambio de consigna, y ver no sólo si es capaz de trabajar en ese régimen, sino de alcanzarlo en el tiempo previsto. No está claro en el borrador pero se espera que la consigna sea alcanzada por toda la planta en el orden de pocos minutos, e incluso segundos, teniendo en cuenta que el refresco de las señales enviadas al operador del sistema (CECRE de REE) en parques eólicos es de 12 segundos como mínimo (véase procedimiento de operación P.O.3.7 relativo a la adhesión de los parques eólicos a despachos Delegados y la información a intercambiar con el Centro de Control de Régimen Especial de REE – CECRE Figura 1.2.b).



Fig.1.2. Centro de control de Régimen Especial de REE (CECRE). (Fuente REE)

El interés de gasNatural Fenosa Renovables en definir cómo valorar la adaptabilidad de sus parques al cumplimiento del P.O.7.5 está enfocado a un gran número de parques con tecnología asíncrona de jaula de ardilla, y turbinas con generador doblemente alimentado de potencias medias menores de 1MW.

En estas instalaciones se dispone de baterías de condensadores en barras de subestación del propio parque eólico, instaladas en sus orígenes para dar respuesta a los requerimientos para cumplir con el factor de potencia demandado por la red.

Estos son el tipo de parques a los que va enfocado el estudio y para el que se pretenden marcar los escenarios tipo a ensayar y los puntos a tener en cuenta para valorar el cumplimiento del borrador.

1.3 Tipos de aerogeneradores.

Se pueden clasificar los aerogeneradores desde multitud de puntos de vista. En el caso de que el factor que nos interese estudiar sea el empleo de diferentes tipos de generadores plantearíamos una clasificación inicial diferenciando entre generadores síncronos y asíncronos. Dentro de esta se podrían estudiar los distintos tipos de acoplamiento a la red que se pueden dar: sin convertidor, con convertidor en el rotor, en el estator, con excitación, de imanes permanentes, etc...

Sin embargo desde un punto de vista de estabilidad de la red y del análisis de las capacidades o comportamiento de un parque eólico en la red eléctrica basta con diferenciar entre cuatro familias distintas:

- Aerogeneradores de Velocidad fija.
- Aerogeneradores de Velocidad fija o variable con deslizamiento variable.
- Aerogeneradores doblemente alimentados.
- Aerogeneradores Full-converter.

1.3.1 Aerogeneradores de Velocidad fija.

Se trata de un aerogenerador provisto de un generador con rotor de jaula de ardilla directamente conectado a la red, tal y como se aprecia en la Figura 1.3.1.

La velocidad de giro viene determinada por la frecuencia de la red, la relación de multiplicación de la multiplicadora y el número de pares de polos del generador. Lo habitual es encontrarse con generadores de 2 o 3 pares de polos.

La conexión a la red se suele hacer a través de algún dispositivo que suavice el acoplamiento, de igual modo que se emplean arrancadores o configuraciones estrella-triángulo en el arranque de motores de inducción convencionales. La máquina de inducción absorbe energía reactiva de la red, por lo que es preciso introducir un banco de baterías de condensadores en la entrada/salida de la máquina de cara a compensar este consumo. La generación se suele hacer en baja tensión y se precisa habitualmente de un transformador elevador para poder evacuar la energía en alta tensión.

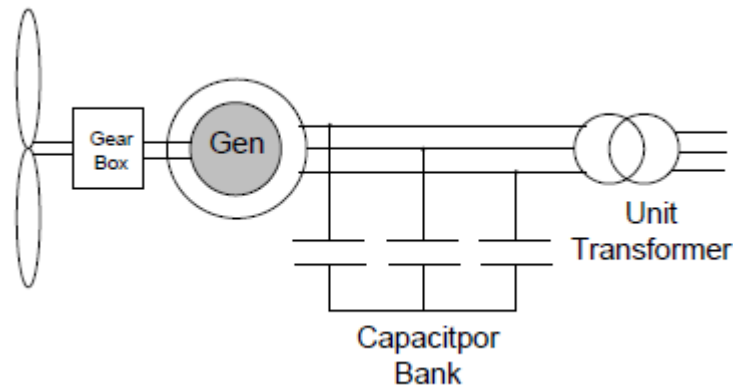


Fig.1.3.1 Esquema tipo para un aerogenerador de velocidad fija.

La ventaja principal de esta topología es su robustez y simplicidad, además de ser la configuración más económica. El consumo de energía reactiva no es controlable, lo que hace necesario introducir las baterías de condensadores a su salida, siendo ésta una de sus principales desventajas. Las fluctuaciones de la velocidad de viento incidente son transmitidas directamente al tren mecánico, y por consiguiente a la red eléctrica. En el caso de redes débiles el trastorno en los niveles de tensión a la salida de la máquina son importantes.

Otra de las desventajas de esta tecnología es su mala respuesta ante variaciones de tensión en la red o a la presencia de huecos de tensión, existiendo un riesgo de sobrevelocidad, pérdida de sincronismo y el consecuente incremento de consumo de energía reactiva. El comportamiento dinámico de esta turbina no se puede controlar así que es preciso introducir elementos que nos den algo de seguridad ante cualquier inestabilidad en la red. En algunos casos se ha optado por sistemas FACT, que compensan ese consumo de reactiva del generador asíncrono inyectando a la red la reactiva necesaria para cumplir con el código de red que se aplique. Otros sistemas que se pueden encontrar junto a esta tecnología son los dispositivos de control de tensión SVCs y los STATCOM, como elementos adicionales que aportan el defecto de reactiva, de tal modo que el comportamiento del conjunto, en un régimen permanente, es apto para la red desde el punto de vista de niveles de tensión y consumo/generación de reactiva. Evidentemente estos equipos implican inversiones costosas, por lo que la ventaja de ser una configuración económica desaparece en el momento en el que hay que dar cumplimiento a los códigos de red vigentes en la mayoría de los países desarrollados.

1.3.2 Aerogeneradores con deslizamiento variable.

En este caso se trata de una turbina con un generador con rotor bobinado, y el estator conectado directamente a la red.

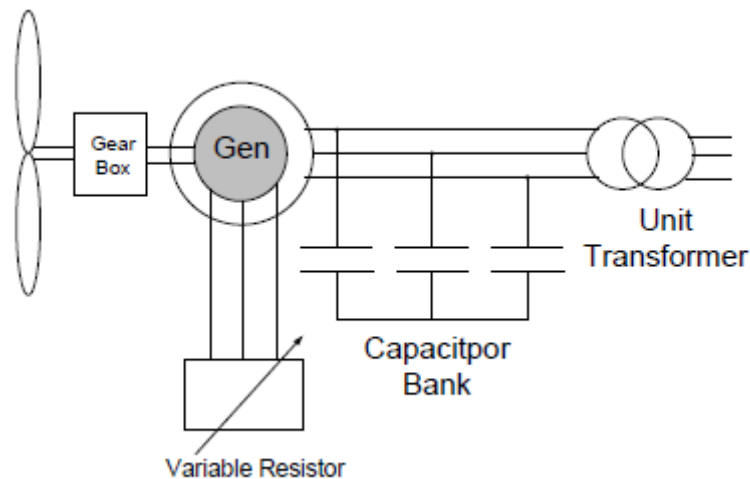


Fig.1.3.2 Esquema tipo para un aerogenerador con Resistencia Rotor Variable.

Para modificar el deslizamiento se emplean métodos diferentes, como las resistencias rotóricas, el Optislip desarrollado por Vestas en sus primeras turbinas, que no precisa de cuerpo de anillos. Cualquiera de esos métodos consigue modificar el valor de la resistencia rotórica pudiendo modificar la velocidad del rotor hasta en un 10% de la velocidad de sincronismo. Podemos ver el esquema de esta turbina en la figura 1.3.2.

El control de pitch puede estar o no implementado en este tipo de turbinas, por lo que es frecuente encontrarse con aerogeneradores de este tipo con control de Pitch, con control Active Stall o simplemente tipo Stall.

Hay que destacar que el comportamiento de esta turbina frente a huecos de tensión, oscilaciones de la red, consumo de reactiva, etc,...es exactamente igual que las de velocidad fija con generador asíncrono, por lo que es preciso colocar los botes de condensaroes en la salida de la máquina, además de los compensadores estáticos o STATCO, FACTs o cualquier otro dispositivo que permita regular la generación o consumo de reactiva y poder cumplir, hasta cierto límite, algunos códigos de red.

1.3.3 Aerogeneradores doblemente alimentados (DFIG-DFIM-MADA).

Esta topología es una de las que más éxito ha tenido en los últimos años. Se trata de un generador asíncrono, con rotor bobinado al que se le conecta un convertidor, mientras que el estator se conecta directamente a la red. El dimensionamiento del convertidor del rotor suele ser de alrededor a un 30% de la potencia total de la turbina, por lo que se trata de un diseño más compacto, económico y que presenta menos pérdidas en la electrónica de potencia (comparando con la topología Full Converter). El esquema se puede ver en la figura Fig.1.3.3.

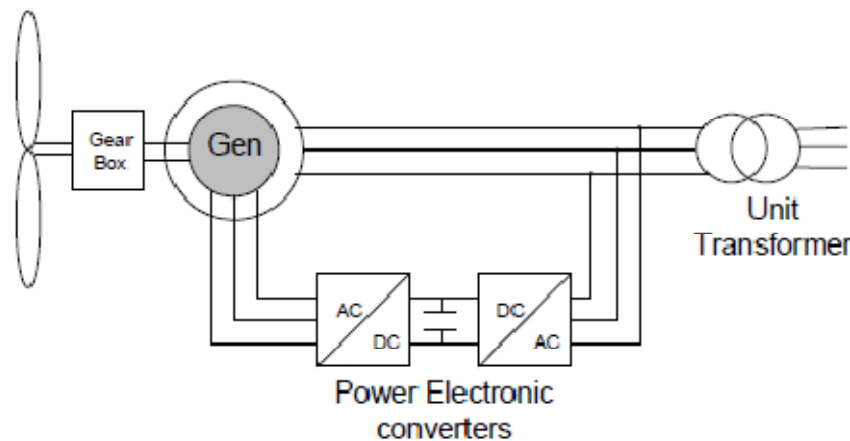


Fig.1.3.3 Esquema tipo para un aerogenerador doblemente alimentado.

El control de las tensiones y corrientes en el rotor hace que se pueda controlar la generación tanto de energía reactiva como activa de una manera dinámica. La capacidad de estas turbinas para generar reactiva varía en función de los elementos que configuran la turbina, así como la capacidad para soportar huecos de tensión. En las más modernas el crowbar activo permite soportar huecos de tensión, y además la capacidad de generación de reactiva es suficiente como para pretender implementar un control de tensión en bornas del aerogenerador.

1.3.4 Aerogeneradores Full Converter.

En este caso nos podemos encontrar configuraciones muy variadas, con o sin multiplicadora, con generador síncrono de imanes permanentes o con excitación, con generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla. En cualquier caso entre la red y el generador nos encontramos un convertidor en configuración back to back habitualmente,

dimensionado para manejar la potencia total que fluye entre el generador y la red. Es por ello que se les denomina en inglés Full Converter o Full power en algunos textos. La configuración se puede ver en la figura 1.3.4.

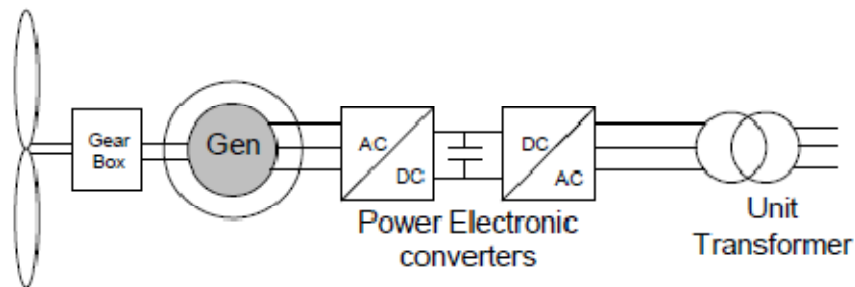


Fig.1.3.4 Esquema tipo para un aerogenerador Full Converter.

Tanto el nivel de tensión como la potencia reactiva y activa se controla a través de los convertidores electrónicos. Se puede encontrar o no multiplicadora en esta versión, ya que si el generador empleado es un síncrono multipolo, podemos llegar relaciones de multiplicación mucho más bajas y simplifica considerablemente la multiplicadora, llegando a eliminarla en muchos casos. La satisfacción de los códigos de red no suele presentar problemas en este tipo de configuraciones.

1.4 Control de tensión en redes de distribución o redes de transporte.

Básicamente un desvío entre la generación y la demanda produce una variación de la frecuencia, mientras que la variación de la amplitud de la tensión está más vinculada con las pérdidas que se producen en la red y los flujos de energía reactiva que se dan en la misma. En sistemas eléctricos de gran envergadura, ampliamente interconectados, la estabilidad del sistema es mayor ya que la relación entre demanda y generación es pequeña y la capacidad de generación es muy grande. Los desvíos en la amplitud de la tensión están ligados directamente con la robustez de la red. En las redes de transporte podemos ver como los niveles de tensión se mantienen dentro de una banda muy estrecha, mientras que en la red de distribución, mucho más sensible, el mantenimiento de los niveles de tensión es mucho más complejo y se producen variaciones de tensión mucho mayores. La norma EN 50160-1995 establece las características de la calidad de suministro de energía eléctrica a los clientes en diferentes rangos de tensión, parámetros sobre los que los operadores deben trabajar y velar. Es por ello que la exigencia de que los generadores eólicos, en algunos casos conectados a redes de distribución, se mantengan dentro de unos niveles de tensión es una exigencia no sólo desde el punto de vista de gestión de la red y de estabilidad de la misma, sino de calidad de suministro.

La necesidad de implementar el control de tensión en los sistemas eléctricos está motivada por el efecto de la capacitancia (Susceptancia), resistencia e inductancia de los transformadores, líneas y cables y otros elementos que puede haber en la red. El flujo de corriente por las distintas ramas o líneas del sistema eléctrico produce una caída de tensión que hay que contrarrestar de tal modo que las tensiones en los nudos se mantenga dentro de unos niveles adecuados (suele ser entre un 5-10% del valor nominal). Si no existieran estas caídas de tensión la tensión en los nudos sería la misma que la que se tiene en los puntos de generación.

Hay que destacar un concepto fundamental para entender en qué puntos es preciso implementar un control de tensión. La tensión en un nodo es una magnitud eminentemente local, al contrario que la frecuencia que es una magnitud global y a la que se suele hacer referencia como la “frecuencia del sistema”. De esta manera no se puede pretender controlar la tensión de un nodo remoto desde cualquier punto del sistema. Es preciso que las acciones

se tomen en el propio nudo o en sus proximidades. Es habitual ver en algunos puntos de la red sistemas de control de tensión empleando transformadores con cambiadores de tomas automáticos, de cara a controlar el nivel de tensión en ese punto.

Table II.2.1: Power system impacts of wind power causing integration costs				
	Effect or impacted element	Area	Timescale	Wind power contribution
Short-term effects	Voltage management	Local/regional	Seconds/minutes	Wind farms can provide (dynamic) voltage support (design dependent).
	Production efficiency of thermal and hydro	System	1–24 hours	Impact depends on how the system is operated and on the use of short-term forecasting.
	Transmission and distribution efficiency	System or local	1–24 hours	Depending on penetration level, wind farms may create additional investment costs or benefits. Spatially distributed wind energy can reduce network losses.
	Regulating reserves	System	Several minutes to hours	Wind power can partially contribute to primary and secondary control.
	Discarded (wind) energy	System	Hours	Wind power may exceed the amount the system can absorb at very high penetrations.
Long-term effects	System reliability (generation and transmission adequacy)	System	Years	Wind power can contribute (capacity credit) to power system adequacy.
Source: EWEA				

Fig.1.4.1 Efectos sobre el sistema eléctrico de la integración de la energía eólica (Fuente: EWEA 2008 “Wind Energy – The Facts”).

En la figura 1.4.1 podemos ver como el control de tensión se enmarca dentro de una zona Local para los parques eólicos en particular, aunque es de aplicación a cualquier planta generadora. Hay otros efectos de ámbito global que se benefician de la gran dispersión que existe en las plantas de generación eólica, como es la reducción de la variación de la potencia inyectada en la red. Mientras un parque eólico puede sufrir cambios de más del 60% de la potencia en menos de una hora, debido a la gran variabilidad del recurso eólico, el balance neto global considerando parques en zonas geográficas muy distantes se compensa, llegando incluso a reducir las variaciones alrededor del 10%. En ese caso también se suavizan las puntas de la curva de la potencia generada, pero permite considerar a la eólica a nivel global como un recurso menos variable que si se observa exclusivamente desde un único emplazamiento. Evidentemente esa visión global pasa por la mejora de las infraestructuras, poniendo de manifiesto la necesidad de una mejora en las interconexiones entre las redes estatales. En el caso español gran cantidad de limitaciones del operador del sistema tienen su origen en la imposibilidad de “exportar” el excedente de generación de un momento dado a las redes colindantes a nuestro país. Esto se traduce en un efecto negativo

en la red, una visión negativa del efecto de las renovables en general y el arranque, tras estas limitaciones, de otras fuentes de generación convencional que no contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El cambio de modelo de generación que se está experimentando está muy relacionado con este concepto de control de tensión. Se está pasando de generadores localizados en áreas geográficas muy concretas y próximas a los consumos, a una generación dispersa geográficamente, en entornos rurales lejanos de los núcleos de población, lo que hace que las estrategias de control de tensión que se tenían hasta ahora haya que ajustarlas a este nuevo modelo.

De cara a analizar el control de tensión en las redes, hay que distinguir primero entre las redes de transporte y las redes de distribución, ya que hay diferencias estructurales importantes en ambos sistemas, no sólo porque los niveles de tensión son diferentes así como los parámetros de las líneas y transformadores o el mallado de la red, sino porque tampoco es similar el número de plantas de generación que hay conectadas a los dos sistemas.

La red de transporte está formada por grandes líneas aéreas con muy baja resistencia. Es más, la caída de tensión que se experimenta en este tipo de líneas viene generada por el efecto de su gran reactancia inductiva, X . Son líneas con un ratio R/X muy bajo, por lo que el efecto resistivo es despreciable. De este modo la caída de tensión está totalmente relacionada con el flujo de potencia reactiva a lo largo de esa línea. El control de tensión en los nodos está controlado fundamentalmente cambiando la generación o consumo de reactiva de las grandes plantas generadoras conectadas a esta red.

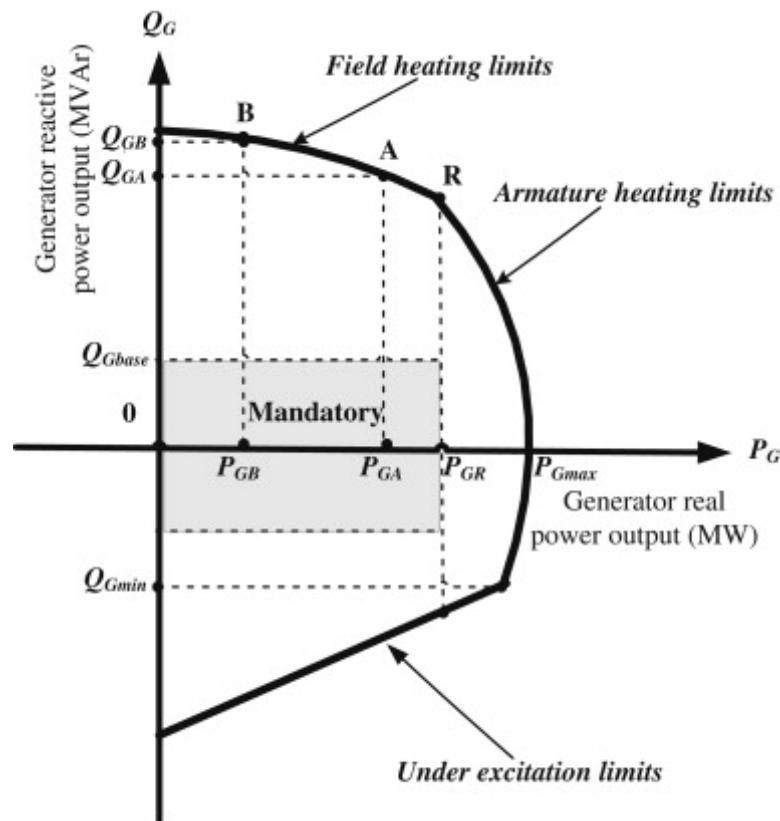


Fig.1.4.2 Ejemplo de la capacidad de carga para un generador síncrono.


Estas plantas generadoras, grandes centrales que suelen tener un gran generador síncrono, son fácilmente controlables y gestionables por el operador del sistema al mismo tiempo que no son muy numerosas. Suelen ser flexibles desde el punto de vista de su operación y permiten el control de la potencia reactiva en un amplio rango, como se aprecia en la figura 1.4.2.

Las redes de distribución poseen un mallado mucho más complejo, formado por líneas tanto aéreas como subterráneas, en las que el efecto resistivo ya no puede ser despreciado. En este caso el ratio R/X ya es mucho mayor. Lo más habitual es ver como el control de tensión en las redes de distribución se realiza a través del cambio de etapas o tomas en los transformadores con regulación en carga, y en algunas ocasiones con dispositivos que consumen o generan energía reactiva, como reactancias inductivas o capacitivas en paralelo a las cargas. En general las redes de distribución ofrecen menos posibilidades de control de tensión que las redes de transporte. Esto hace más complicado la integración de la generación distribuida en las redes de distribución y es por ello que se está

dedicando mucho esfuerzo para desarrollar convertidores y dispositivos que permitan una integración de la generación en las redes de distribución o en redes débiles.

La liberalización del mercado eléctrico y la aparición en escena de las renovables están modificando considerablemente el entorno en el que antes las grandes “Utilities” se movían, controlando por una parte las grandes plantas generadoras, haciendo la planificación y despacho de las consignas de producción atendiendo a una demanda que por otro lado también gestionaban a través de sus propias redes de distribución. Ahora se está produciendo una separación más clara entre los dos mundos, el de la generación y el de la distribución, apareciendo nuevos agentes en ambos sectores que no necesariamente han de estar generando o comercializando la energía. De este modo el control de tensión ya no es un tema exclusivo de las grandes plantas generadoras, e incluso se da el caso de que plantas generadoras quedan fuera del mercado por no haber podido casar la energía al precio necesario para haber rentable su funcionamiento, sin tener en cuenta su posible implicación en el control de tensión. Las redes de distribución se ven afectadas por variaciones de tensión originadas por decisiones que vienen de las plantas generadoras, obligando al operador del sistema a re-despachar consignas a estas plantas o a las distribuidoras a instalar sistemas de control de tensión (FACT/STATCOM, Trans. Con regulación en carga,...). Además hay que notar la presencia de parte de la generación, que ha saltado desde la red de transporte a la red de distribución (Fotovoltaica, Minihidráulica, Eólica, Minieólica, Cogeneración, etc,...). Con todos estos cambios se puede ver cómo el control de tensión ya no es una tarea exclusiva de los grandes generadores síncronos de las centrales convencionales, sino que es preciso que participen todos los agentes implicados en la red, insertando cargas que consuman/aporten energía reactiva y la instalación de dispositivos de manera distribuida para el control de tensión por parte de las empresas distribuidoras. Es evidente que las renovables, y en particular la energía eólica, han de estar también incluidas en esta responsabilidad de controlar la tensión de la red, a pesar de que hasta ahora no se ha prestado gran atención a este hecho.

Los parques eólicos tal y como se han venido desarrollando en España, y de forma similar en otros países como Estados Unidos, México,..., además de los proyectos offshore, tienen como característica fundamental el agrupar un gran número de turbinas, conformando una gran planta generadora, que ocupa una gran extensión superficie. Estas plantas suelen

		<i>Fecha: junio 2013</i>
<i>Edición: V7</i>		<i>Página: 22</i>

estar muy distantes del nudo de la red de transporte o generación en el que se entrega la energía generada. Como el control de tensión es una acción local, es muy complicado que las centrales generadoras puedan tener ningún efecto sobre la tensión en emplazamientos tan distantes. Está claro que los aerogeneradores o las plantas generadoras en general, deberán tener sistemas que permitan hacer un control de tensión, o cómo mínimo ser capaces de mantener un factor de potencia en un punto de su red próxima que evite fluctuaciones de tensión extremas.

En este momento se está experimentando un crecimiento de puntos de generación que entregan su energía a la red de distribución. Ahora el flujo de potencia en estas redes se ha visto modificado. Antes sólo la previsión de la demanda, es decir, la influencia de las cargas, era lo que afectaba a estos flujos. Teniendo en cuenta los máximos y mínimos de las corrientes que se iban a dar en cada una de las ramas, era fácil tener un control de los niveles de tensión que se iba a tener en éstas. Sin embargo con la introducción de fuentes de generación cuya energía primaria no es gestionable, como el viento o el sol, podemos tener el caso que la salida de generación no se correlacione con la carga en ese instante, provocando flujos de potencia a lo largo de las ramas que en otro escenario no estaban previstos. Así que hay que modificar los escenarios en los que se modelen los flujos de potencia en estas redes. Ahora se tendrán en cuenta los escenarios de máxima generación y mínima generación.

Finalmente hay que destacar que los generadores que habitualmente se han conectado a la red de distribución poco contribuyen al control de tensión por varios factores:

- No tienen capacidad de variar la generación de energía reactiva. Depende del tipo de generador, de la potencia nominal de la electrónica de potencia si la hubiera.
- Es costoso equipar estos generadores con sistemas de control de tensión, que por otra parte los haría inviables.
- Se incrementaría el riesgo de funcionamiento en isla de muchos de estas plantas generadoras. Aunque se está trabajando para que los propios inversores de las plantas fotovoltaicas detecten ese modo de funcionamiento, siempre existe ese riesgo, en el caso de que la carga y la generación se

acoplen en ese momento, y que el sistema de control no esté preparado para detectar la “isla”.

Sin embargo las legislaciones comunitarias muestran una tendencia a regular la contribución de la generación distribuida a estabilizar la tensión y contribuir a mejorar la calidad de la red, como está pasando en Alemania y en España.

Los aerogeneradores con velocidad fija suelen llevar un generador con rotor de jaula de ardilla. Estas máquinas consumen siempre energía reactiva de la red, y el grado de consumo va a depender del nivel de tensión en bornes del generador, la potencia activa generada en ese instante y de la velocidad de giro del generador (deslizamiento). Este tipo de turbinas no se pueden emplear para realizar un control de tensión, ya que sólo consumen reactiva y no la generan, además de que no es posible controlar ese consumo. Esto se presenta como una desventaja para cualquier tipo de control de tensión, ya que existe una tendencia a bajar el nivel de tensión de la red en la que se ubica el parque eólico, siendo el efecto mucho mayor en parques con un gran número de turbinas. Se suelen introducir en bornes del aerogenerador un banco de botes de condensadores, que compensan este efecto inductivo del generador, de tal modo que el conjunto afecte en lo menos posible al factor de potencia de la red en la que se conecta y se reduzca el efecto de disminución del nivel de tensión de la red del parque eólico. Para los parques eólicos con este tipo de turbinas se emplean otros elementos para poder realizar un control de tensión. Son los bancos de condensadores en subestación, que se gobiernan en varios saltos a través de un algoritmo de control sencillo, o los compensadores estáticos (STACON o SVC), también instalados en paralelo en la subestación y que suministran o consumen energía reactiva, en este caso introduciendo electrónica de potencia y grandes capacidades de almacenamiento de reactiva.

Para el generador asíncrono doblemente alimentado el control de la energía reactiva es posible gracias al control de las corrientes del rotor. En este caso no tenemos una relación única de reactiva para un punto de operación dado de potencia activa, sino un amplio rango de potencias reactivas, tanto de consumo como de suministro.

En el caso de un aerogenerador de velocidad variable del tipo “Full Converter” la capacidad de control de los parámetros de red no depende del tipo de generador, sino del

diseño del convertidor del lado de red. De este modo tanto el factor de potencia del generador y el de la red se pueden gobernar independientemente.

2. HERRAMIENTAS Y MODELADO DEL SISTEMA.

2.1 Herramientas empleadas.

2.1.1 PSS/E Simulation Software.

PSS[®]E es la herramienta de software más empleada a nivel mundial por los operadores de red y las “utilities” encargadas de la generación y distribución de energía, siendo uno de los sistemas considerados a la hora de modelar la respuesta de la red a diferentes contingencias, capacidades de regulación y posibles comportamientos dinámicos de la red. Desde su aparición en 1976, Power System Simulator for Engineering (PSS[®]E) ha evolucionado técnicamente, al mismo tiempo que ha ido presentando un interface más amigable. Dentro de las diferentes posibilidades de la aplicación cabe destacar las siguientes:

- Flujos de carga y estudios relacionados.
- Optimización de los flujos de potencia.
- Análisis de faltas simétricas y asimétricas.
- Simulación Dinámica.

2.1.1.1 Flujos de carga (Power Flow).

Un estudio de flujos de carga (también conocidos como load-flow/power flow study) es un importante ejercicio numérico aplicado a los sistemas de potencia. Al contrario que el

tradicional análisis de circuitos, los flujos de carga emplean notación simplificada como diagramas unifilares, sistema en por unidad, y centra el análisis en diferentes aspectos de la corriente alterna como las potencias activa y reactiva o la potencia aparente.

La importancia de estos estudios radica en que las planificaciones para la expansión y crecimiento de los Sistemas eléctricos se apoyan en los resultados de estos modelos, así como para la creación de nuevas redes. El objetivo es el de poder diseñar el mejor y más efectivo Sistema de potencia.

Por otra parte la realización de un flujo de cargas es el primer paso para fijar las condiciones iniciales del estudio dinámico. Es por ello que esta parte hay que hacerla con sumo rigor para poder garantizar los resultados que se lleven a cabo en la parte dinámica.

De este estudio podemos obtener datos como las tensiones en los buses de la red, el factor de potencia, potencias activas y reactivas que fluyen por la red ó los máximos y mínimos límites de generación de reactiva según las características de los generadores.

2.1.1.2 Estudios dinámicos.

La parte de simulación dinámica de la aplicación incluye funcionalidades para el análisis de transitorios, estabilidad de sistemas a corto y largo plazo. Es por ellos que se puede modelar la respuesta dinámica de sistemas muy complejos ante perturbaciones como huecos de tensión, contingencias en líneas o transformadores de la red, etc..

De esta manera aseguramos la fiabilidad de la red modelada, al poder predecir la respuesta del sistema y tomar las medidas preventivas oportunas para que la disponibilidad de los Sistemas sea la mayor posible.

La energía eólica no se ha introducido en PSSE hasta la versión 31, en el que se incorpora un modelo dinámico de aerogenerador doblemente alimentado. Para el presente Proyecto no ha sido posible acceder a esta versión, por lo que se va a realizar la modelización de un parque con la versión 29, asumiendo varias simplificaciones que se demostrarán más adelante.

2.1.2 Introducción a la interpretación de los resultados de PSS®E.

Para la realización de este trabajo se ha empleado la aplicación PSS®E, versión 29 en el caso de tener que realizar el estudio de todo el conjunto del parque, incluyendo las líneas de media tensión y todos los aerogeneradores individualmente, y la versión 33 University, para la simulación más reducida una vez simplificado el modelo del parque a un único generador equivalente.

El interface de la versión 29 es más antiguo, menos gráfico, y precisa de mayor conocimiento del funcionamiento de la herramienta, ya que si no se sigue el orden adecuado los resultados no convergen y no es posible sacar ningún resultado satisfactorio.

La versión 33 University está limitada al uso de 50 buses, de los cuales sólo media docena pueden ser generadores. Sin embargo el interface es mucho más gráfico, posee una única manera de trabajar para introducir los datos, los resultados se pueden mostrar en modo de listados como en versiones anteriores, pero también de forma gráfica.

En la figura siguiente se muestra la primera pantalla para comenzar a trabajar en la versión 29.

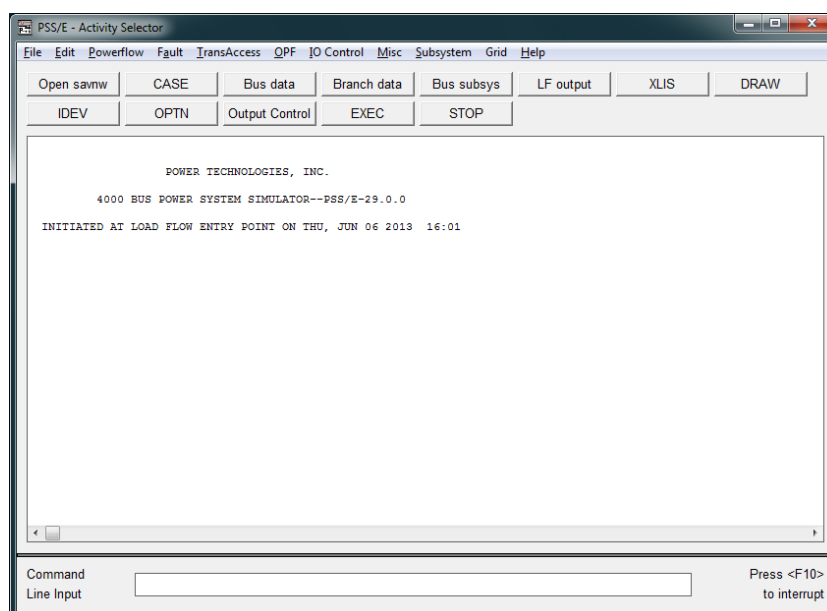


Fig.2.1.2 a Primer interface de la V29.

Es en este en el que se ha de seleccionar el caso sobre el que trabajar. Habitualmente los datos del modelo se cargaban a partir de archivos de texto con extensión .raw, estructurados

según un orden establecido por el programa que resultan muy complicados cuando se trata de redes complejas, induciendo a error con facilidad.

En la figura siguiente se ve un ejemplo sencillo de uno de estos archivos. Se han eliminado el 90% de las líneas para que se puedan ver los distintos apartados en el archivo de ejemplo.

Base01.raw: Bloc de notas

ArchivoEdiciónFormatoVerAyuda

0, 100.00 / PSS/E-29.4 WED, DEC 31 2008 13:04
(H24 6.0) - CASACION: PDBF - DIA 20090101 - HORA 1
FICHERO DE PARTIDA -> P_20081225_0031.SAV

1001	ARBON	1	132.0000,1	0.000	0.000	1	3,1.04696	-2.3728	1
1003	ATIOS	2	132.0000,1	0.000	0.000	1	2,1.01144	-11.2031	1
1006	BALAID	1	132.0000,1	0.000	0.000	1	2,1.00646	-12.6421	1
1007	BARCEN51	132.0000,1	0.000	0.000	1	10,1.00253	-4.6043	1	
1009	BARCO	1	132.0000,1	0.000	0.000	1	2,1.00339	-6.0020	1
1011	MORALUS1	132.0000,2	0.000	0.000	1	10,1.03852	-3.4211	1	
1012	BELESA	2	132.0000,1	0.000	0.000	1	2,1.03069	-5.3723	1
1013	BOIMEN	2	132.0000,2	0.000	0.000	1	1,1.01897	-4.9261	1
1018	CARRIO	2	132.0000,1	0.000	0.000	1	3,1.04067	0.8272	1
1021	CASTIE	1	132.0000,1	0.000	0.000	1	3,1.03776	-0.3095	1
1023	CEAO	1	132.0000,1	0.000	0.000	1	1,1.04037	-4.1630	1
1025	CARBA	1	132.0000,2	0.000	0.000	1	1,1.04782	-6.4774	1
1027	CHANTA	2	132.0000,1	0.000	0.000	1	2,1.03279	-6.0878	1

0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA

1001	1	1	3	8.416	3.320	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1003	1	0	1	2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1006	1	1	2	336.477	-44.806	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1009	1	1	2	22.254	3.917	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1018	1	1	3	30.101	11.791	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1021	1	1	3	58.047	3.578	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1023	1	1	3	24.233	-0.420	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1025	1	0	1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1027	2	1	2	25.615	-21.088	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1027	2	1	2	30.575	-47.896	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1033	1	0	1	2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1039	1	1	1	15.721	6.546	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1039	2	1	1	62.587	6.546	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1039	3	0	1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1039	4	1	1	13.268	6.546	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1039	5	1	1	3.510	6.546	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1039	6	1	1	6.627	6.546	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1040	1	0	1	3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1040	2	0	1	3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1
1040	3	1	1	3	-11.018	6.654	0.000	0.000	0.000	1
1040	4	1	1	3	27.350	3.009	0.000	0.000	0.000	1
1040	5	1	1	3	15.830	6.478	0.000	0.000	0.000	1
1040	6	1	1	3	23.230	4.744	0.000	0.000	0.000	1
1040	7	1	1	3	19.489	6.912	0.000	0.000	0.000	1

0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA

1011	1	38.000	-10.000	10.000	-10.000,1.01852	0	39.300	0.00000	0.20000	0.00000	0.00000,1.00000
1013	3	5.720	-7.996	10.000	-20.000,1.01897	0	24.000	0.00000	0.45800	0.00000	0.00000,1.00000
1025	1	7.360	8.977	10.000	-20.000,1.04782	0	32.000	0.00000	0.27190	0.00000	0.00000,1.00000
1025	2	7.390	9.014	10.000	-20.000,1.04782	0	25.000	0.00000	0.21240	0.00000	0.00000,1.00000
1040	1	0.000	0.000	8.000	3.000,1.04084	0	12.000	0.00000	0.01400	0.00000	0.00000,1.00000
1040	2	0.000	0.000	8.000	3.000,1.04084	0	12.000	0.00000	0.01400	0.00000	0.00000,1.00000
1040	3	0.000	0.000	8.000	3.000,1.04084	0	12.000	0.00000	0.01400	0.00000	0.00000,1.00000
1043	1	31.000	10.809	14.505	-8.252,1.05677	0	32.600	0.00000	0.20000	0.00000	0.00000,1.00000
1043	2	10.000	3.487	4.000	-3.000,1.05677	0	32.600	0.00000	0.20000	0.00000	0.00000,1.00000
1043	3	2.000	0.697	4.000	-3.000,1.05677	0	14.600	0.00000	0.20000	0.00000	0.00000,1.00000

0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA

1001	1043	1	0.01889	0.03519	0.01524	200.00	200.00	200.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1001	1204	1	0.07878	0.14672	0.06354	200.00	200.00	200.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1001	1284	1	0.01233	0.01740	0.00322	70.00	70.00	70.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1003	1006	1	0.00670	0.03240	0.00740	137.00	137.00	137.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1003	1006	2	0.00690	0.03350	0.00760	137.00	137.00	137.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1003	1152	1	0.00580	0.02540	0.01120	262.00	262.00	262.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1006	1145	1	0.00250	0.01160	0.00281	137.00	137.00	137.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1006	1198	1	0.00126	0.00545	0.07840	137.00	137.00	137.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1007	1181	1	0.00024	0.00087	0.00016	200.00	200.00	200.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1
1009	1126	1	0.05070	0.10290	0.02040	100.00	100.00	100.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000,1	0.00	1

0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA

1001	1621	0	1	1,1,1,1	0.00000	0.00000,2									
1.06060	0.000	0.35143	100.00												
1.06060	0.000	0.000	35.00	35.00	35.00	0	0	1.06060	1.06060	1.10000	0.90000	159	0	0.00000	0.00000
1.00000	0.000														
1001	1622	0	1	1,1,1,1	0.00000	0.00000,2									
1.06060	0.000	0.35143	100.00												
1.06060	0.000	0.000	35.00	35.00	35.00	0	0	1.06060	1.06060	1.10000	0.90000	159	0	0.00000	0.00000
1.00000	0.000														
1003	21003	0	3	1,1,1,1	0.00000	0.00000,2									
1.00280	0.000	0.06000	100.00												
1.00280	0.000	0.000	100.00	100.00	100.00	1	1003	1.16470	0.95660	1.09850	0.94700	19	0	0.00000	0.00000
1.00000	0.000														
1003	21003	0	4	1,1,1,1	0.00000	0.00000,2									
1.00280	0.000	0.06000	100.00												
1.00280	0.000	0.000	100.00	100.00	100.00	1	1003	1.16470	0.95660	1.09850	0.94700	19	0	0.00000	0.00000
1.00000	0.000														
1007	1630	0	1	1,1,1,1	0.00000	0.00000,2									
1.00160	0.000	0.29167	100.00												
1.00050	0.000	0.000	36.00	36.00	36.00	0	0	1.15110	1.00050	1.10000	0.90000	15	0	0.00000	0.00000
1.00000	0.000														
1007	1631	0	2	1,1,1,1	0.00000	0.00000,2									
1.00160	0.000	0.29167	100.00												

Fig.2.1.2 b Archivo .raw ejemplo de un escenario de REE en 2009.

Como se puede ver es un formato muy tedioso a la hora de introducir los datos de la planta.

Una vez definido el caso, se puede ejecutar el flujo de cargas en este entorno, y la salida es un archivo de texto como el que se incluye en uno de los casos estudiado más adelante, cuando ha sido preciso emplear la versión 29 para todo el parque completo.

Ahora se va a mostrar el interface de la versión 33, mucho más amigable e intuitivo.

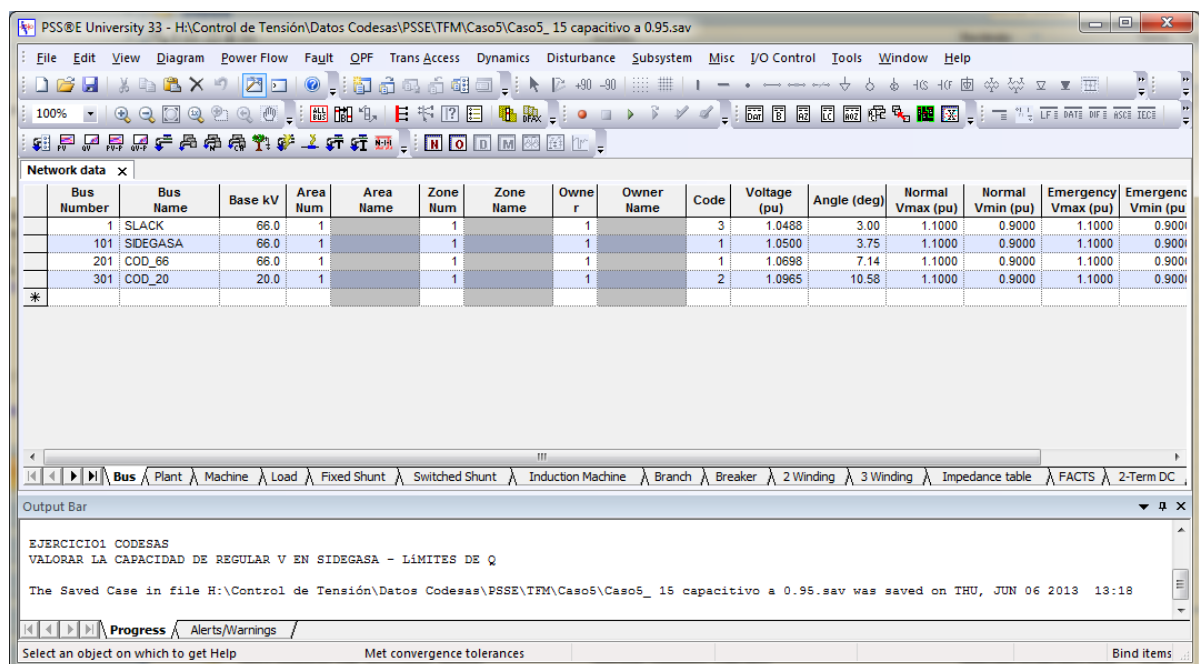


Fig.2.1.2 c Interface de la V33 University con uno de los escenarios del proyecto.

En este caso se introducen los datos de cada elemento (Buses, líneas, transformadores, generadores, baterías de condensadores,...) en su correspondiente pestaña y de una manera muy ordenada y clara.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de los resultados. Ya se ha comentado que se pueden ver los resultados en modo texto, bien en el panel de la parte inferior de la interface, o exportándolo a un archivo de texto. Sin embargo la salida gráfica permite interpretar los resultados más rápidamente como se va a ver a continuación.

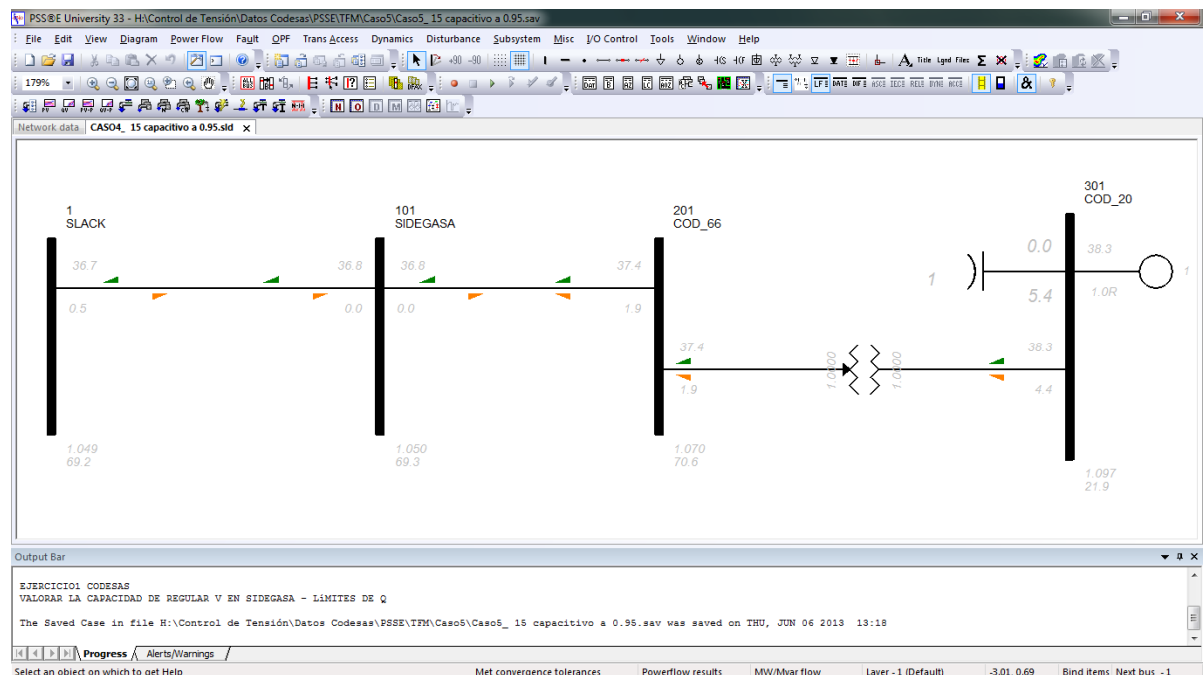


Fig.2.1.2 d Interface gráfico de la V33 University con uno de los escenarios del proyecto.

En esta versión se pueden incluso introducir los datos en el modo gráfico, resultando relativamente sencillo crear ampliaciones o modificaciones de un escenario ya existente.

Si se quieren interpretar los resultados a continuación se explican cada uno de los valores que aparecen en una de las gráficas ejemplo.

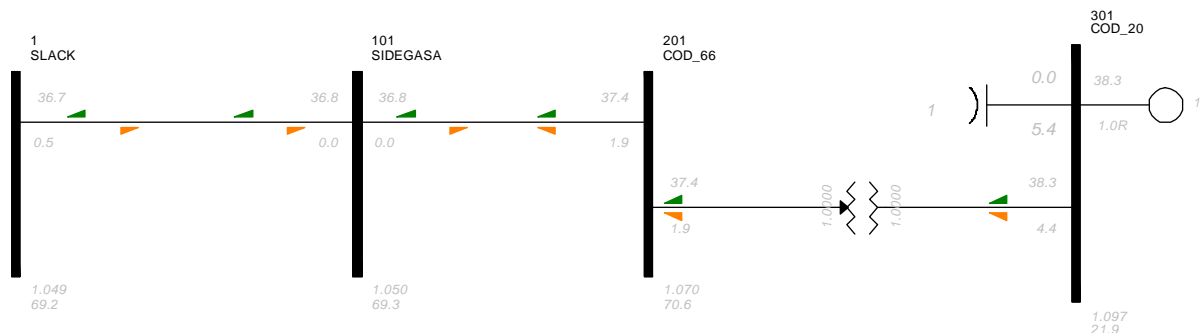


Fig.2.1.2.e. Ejemplo de un resultado de simulación en PSSE.

Las barras verticales en negro representan los buses de la red. En primer lugar se ve, a mano izquierda, el Bus Slack. En los estudios de flujo de cargas es preciso introducir un bus que absorba o genere las energías activas y reactivas necesarias para que la solución converja a un resultado adecuado. En nuestro caso se emplea como un bus infinito, que representa la red.

Además está el Bus del punto frontera de nuestro proyecto piloto, la subestación de Sidegasa, el Bus de 66 kV de la subestación del parque eólico y el Bus de 20 kV del lado de media tensión del parque eólico.

Las líneas que unen los buses son las líneas eléctricas, aéreas o subterráneas. Unas flechas verdes y marrones representan el flujo de potencia activa (verde) y reactiva (marrón). Cuando salen de un Bus indican que ese elemento genera activa o reactiva, en caso contrario, la consumen.

Otro elemento característico que podemos ver es el transformador, como se ve en la figura.

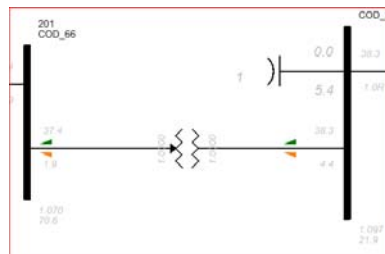


Fig.2.1.2.f. En esta figura se puede ver el transformador de potencia y el Shunt de Baterías de condensadores.

En este caso no se ha modelado un transformador con cambio de tomas en carga, por lo que el diagrama nos indica que los niveles de tensión en alta y media son los nominales del transformador.

También en la figura 2.1.2.f se muestra un grupo de baterías de condensadores en el Bus de 20 kV.

A la salida o entrada de cada elemento se muestran dos valores. Son la cantidad de potencia activa y reactiva que pasa por ese elemento.

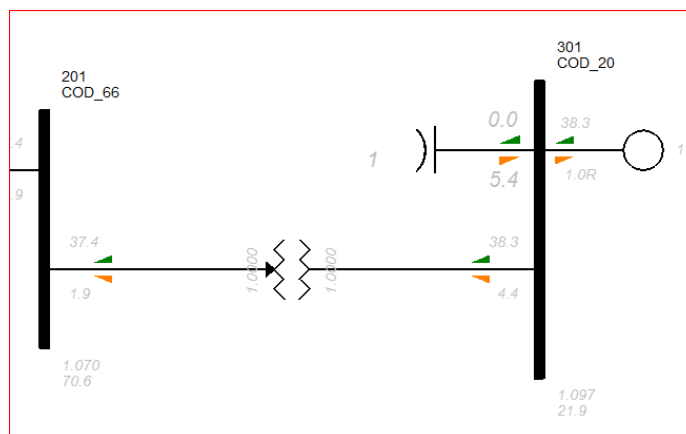


Fig.2.1.2.g. En esta figura se puede ver el transformador de potencia y el Shunt de baterías de condensadores.

En la figura 2.1.2.g se muestra cómo el generador aporta al bus 38.3 MW (las unidades de potencias son en MW y MVar), y consume 1.0 MVar, luego su comportamiento es inductivo en ese momento.

De la batería de condensadores sin embargo la entrada al bus es exclusivamente de potencia reactiva, 5.4 MVar que compensan el consumo del generador, permitiendo que del bus hacia el transformador salgan los 4.4 MVar. Lo mismo pasa con la potencia activa, que fluye desde el generador hacia el transformador.

2.2 Modelización: Datos para el análisis del régimen permanente.

Se presenta a continuación la planta objeto del estudio, y su modelo a introducir en la herramienta de simulación. Al tratarse de un software enfocado en modelado de redes, el nivel de detalle de los elementos es muy bajo y es preciso que las simplificaciones se realicen con gran exactitud, para poder de ahí sacar conclusiones de los resultados obtenidos y extrapolarlos a la operación de la planta real.

El parque que se va a modelar es un parque eólico ubicado en Galicia. El recurso eólico en la zona es conocido y abundante, con predominio de la componente NO por los frentes que vienen del Atlántico, y con gran carga de humedad en algunas zonas cercanas a la costa. Se trata del parque eólico de Codesas, formado por dos agrupaciones con distintas autorizaciones administrativas, Codesas I y Codesas II, aunque ambos evacúan en el mismo transformador de potencia, y la energía de ambos transcurre por la misma línea de evacuación, por lo que vamos a considerar a ambos parques como uno sólo desde el punto de vista de control de tensión y generación de reactiva. De hecho el punto frontera para ambas instalaciones es el mismo, y está localizado en la subestación de distribución de Sidegasa, propiedad de Unión Fenosa, que dista de la subestación del parque unos 20 km.

En total nos encontramos con una planta de generación formada por 45 aerogeneradores Vestas V52, de potencia nominal 850 kW, con un generador doblemente alimentado, que genera en baja tensión a 0,69 kV, con un transformador elevador en cada aerogenerador de 890 kVA. La energía de los aerogeneradores es recogida a través de los circuitos subterráneos de media tensión a 20 kV, hasta el embarrado de la subestación, con las correspondientes protecciones para cada circuito o línea subterránea. En la subestación elevamos la tensión a 66 kV, que es la tensión de la línea de evacuación hasta la subestación de Sidegasa, dónde entrega el parque la energía generada.

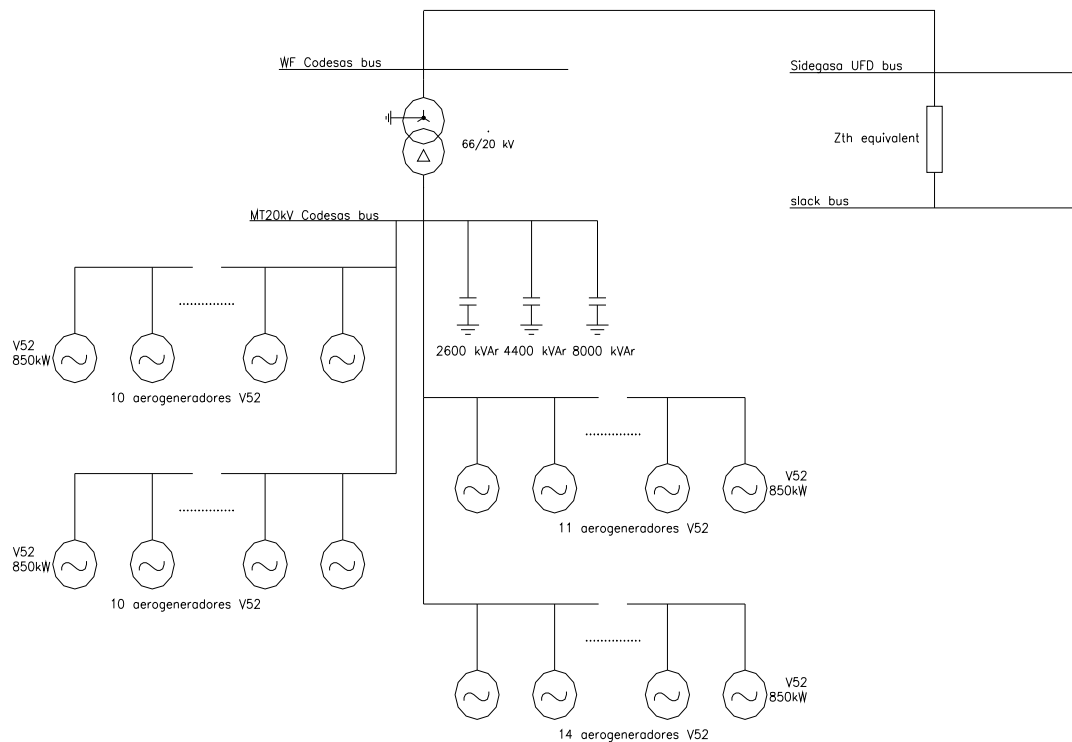


Fig.2.2 Esquema unifilar del parque objetivo, formado por 45 aerogeneradores de 850 kW de potencia unitaria.

Se irá presentado el valor de las impedancias de cada elemento que conforma la red del parque. Al final del capítulo también se comentará la capacidad de generación de reactiva de las máquinas, y se comprobará la capacidad teórica con la real a través de datos históricos de la planta, recogidos con la herramienta Plant Information de Osisoft, que toma muestras en tiempo real del Scada del parque (en este caso un servidor OPC conectado al Vestas online del fabricante de los aerogeneradores).

2.2.1 Nudo de evacuación.

Los parques eólicos entregan su energía a una subestación de cabecera. Esta subestación puede ser de la red de Distribución o de la red de Transporte. La configuración y la respuesta de la red en ambos casos no es la misma. En el caso de estudio se ha tomado un parque eólico que entrega su energía en una subestación de la red de Distribución. El modelado de ese punto es muy complejo, ya que se trata de una red mallada, en la que intervienen numerosas cargas, otros generadores, consumos variables, etc. Con el soporte

del departamento de Distribución eléctrica de la compañía se ha obtenido el equivalente Thévenin en ese punto, de tal manera que se va a modelar la red de esta manera.

El esquema que se va a introducir en PSSE es:

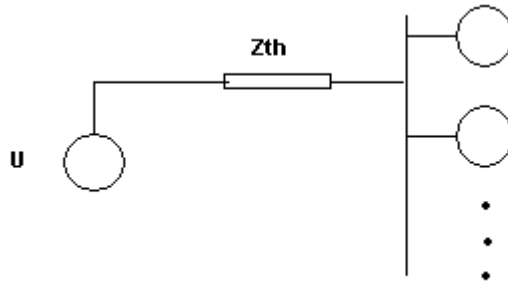


Fig.2.2.1 Equivalente Thévenin de la red en el punto frontera de la evacuación.

En este caso se representa el equivalente de la red como una impedancia, conectada al bus o nudo U en la figura, que será en el caso el nudo “Slack”. El otro extremo de la impedancia es el que equivale al bus de la subestación de cabecera, en la que se podrán localizar las entradas del parque eólico objeto del análisis y de otras plantas generadoras.

El valor que toma el equivalente Thévenin es $0.1638 + j1.7097$ ohmios, que para una tensión base de 66 kV y una potencia base de $S_{base}=100$ MVA toma el valor en por unidad de $0.003760331 + j0.039249311$ p.u.

Con el valor de la impedancia equivalente en el punto de evacuación se puede conocer la potencia de cortocircuito de ese punto:

$$S_{cc} = \sqrt{3}U_n I_{cc}$$

Dónde U_n es la tensión nominal (66kV) y I_{cc} es la corriente de cortocircuito en ese punto de la red. El equivalente Thévenin de la red se puede expresar como:

$$Z_{cc} = \frac{U_n/\sqrt{3}}{I_{cc}} = \frac{U_n/\sqrt{3}}{S_{cc}/\sqrt{3}U_n} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

Luego

$$S_{cc} = \frac{U_n^2}{Z_{cc}} = \frac{66^2}{\sqrt{0.1638^2 + 1.7097^2}} = 2.536 \text{ MVA}$$

Teniendo en cuenta que el límite de potencia admisible a instalar en un punto de la red se suele limitar a un 5% de la potencia de cortocircuito en ese punto, que en este caso

son unos 125 MW, podemos pensar que la conexión del parque en este nudo es adecuada desde este punto de vista, al ser la potencia nominal del transformador de potencia de 55 MVAs.

2.2.2 Línea de transporte.

La línea de evacuación hasta el punto frontera, subestación de la red de distribución que se ha comentado en el punto anterior, suele ser una línea aérea en la mayoría de los casos, de una distancia media. En el caso de estudio se trata de una línea de evacuación de un circuito, simplex, de una longitud de 20 km.

Los parámetros para caracterizar una línea son su resistencia, se reactancia, capacitancia y conductancia. Éste último es el que aparece tras analizar las “fugas” de corriente debidas al efecto corona y las líneas de fuga que se presentan en las cadenas de aisladores. Este valor es despreciable y no afecta en ningún modo al estudio del flujo de cargas por lo que se desprecia.

El modelo empleado para la simulación de esta infraestructura es el modelo en pi. Al tratarse de una línea de menos de 40 km (80 km en algunos textos dependiendo de los niveles de tensión) se podría haber empleado un modelo más simplificado, y haber despreciado las admitancias de la línea. Sin embargo es importante, por pequeño que parezca a priori su efecto, tener en cuenta este factor, ya que es pieza fundamental en la transmisión y flujo de potencia reactiva a lo largo de la línea, ya que la admitancia está ligada directamente con el valor de la capacidad de la línea.

Para calcular los valores de las inductancias y capacitancias de la línea hay que tener en cuenta la configuración geométrica de la línea, la disposición de las fases en los apoyos, además de los propios parámetros constructivos de los cables.

La resistencia por unidad de longitud dada por el fabricante para un cable tipo LA-280 (Hawk) es de $0,1131 \Omega/\text{km}$. La resistencia eléctrica de un conductor es proporcional a la resistividad del material y a la longitud del mismo, e inversamente proporcional a la superficie del conductor. Para estos cálculos la referencia del fabricante es más precisa, ya que en una sección de conductor no toda la superficie es aluminio, existen intersticios de aire, impurezas, alma de acero, etc. Es por ello que el fabricante realiza ensayos para

caracterizar su cable y poder aportar un dato más preciso para estos estudios. Existe cables en el mercado, como los ACCC, que minimizan los intersticios de aire que se crean entre los distintos haces de hilos de aluminio, empleando secciones trapezoidales en lugar de circulares. En nuestro caso es un cable típico ACSR. La resistencia podría considerarse como la principal causa de la pérdida de energía en las líneas de transporte eléctrico a niveles de tensión por debajo de los 20-66 kV. Para líneas de transporte ($V > 66\text{kV}$) sin embargo toman especial interés los demás parámetros como la reactancia y la susceptancia de la línea. Para el caso de estudio, con una tensión base de 66 kV y una potencia base de 100 MVA, y teniendo en cuenta que la línea es de una longitud total de 20 km, el valor en por unidad para la resistencia de la línea es de 0.051928375 pu.

El cálculo de la reactancia depende de la disposición geométrica de los conductores en el tendido de la línea aérea. Al tratarse de una línea con espaciado asimétrico las inductancias por fase son diferentes entre sí. Esto da lugar a una línea no balanceada, por lo que se suele trasponer los conductores en intervalos regulares de la línea de tal manera que este efecto geométrico desaparece. Para efectos del proyecto vamos a considerar que la trasposición de las fases hace que se tenga una línea balanceada para el cálculo de la reactancia de la línea.

La reactancia de una fase r se puede expresar como:

$$L_r = \frac{\mu_o}{2\pi} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{RMG}$$


Donde RMG es el radio medio geométrico para la disposición de un conductor por fase (simplex). El radio medio geométrico es:

$$RMG = r \cdot e^{-1/4}$$

En nuestro caso, para un conductor tipo LA-280 el radio r es 10,9 mm, por lo que

RMG toma un valor de $8,48892 \cdot 10^{-3}$ m.

D_{ij} son las distancias, en metros, entre los conductores de las tres fases. Sustituyendo valores la inductancia por metro de la línea nos queda:

Edición: V7		Fecha: junio 2013 Página: 39
-------------	---	---------------------------------

$$L_r = \frac{4\pi 10^{-7}}{2\pi} \ln \frac{\sqrt[3]{4,051 \cdot 4,751 \cdot 4,481}}{8,48892 \cdot 10^{-3}} = 1,2509 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}$$

Al trabajar en un sistema a 50 Hz de frecuencia industrial, la reactancia toma un valor de:

$$X = 2\pi fL = 100\pi L = 0,6769 \Omega/\text{km}$$

Por último se calculará la susceptancia, que depende del valor de la capacitancia de la línea. Esta capacidad es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y hace que éstos se carguen como las placas de un condensador. Evidentemente el terreno está a un potencial distinto e influye en este valor.

Hay que tener en cuenta en este caso no sólo las distancias entre los conductores de cada fase, sino además las distancias de éstos al suelo. Aparecen una serie de alturas en la formulación, en las que las H_i corresponden a la distancia entre el conductor y el suelo, y las H_{ij} son las distancias de un conductor de la fase i con la proyección vertical en el suelo de la fase j . Con ese factor se puede ver cómo el efecto de la tierra tiende a incrementar la capacitancia de la línea. En nuestro caso la expresión de la capacidad de la línea nos queda:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{r} - \ln \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}}$$

En este caso las distancias toman los siguientes valores:

$$H_1 = 2 \cdot (17,8 + 2,02) = 39,64 \text{ m}$$

$$H_2 = 2 \cdot (17,8 + 2,02 + 2,02) = 43,68 \text{ m}$$

$$H_3 = 2 \cdot (17,8) = 35,6 \text{ m}$$

$$H_{12} = \sqrt{2^2 + (19,82 + 21,84)^2} = 41,71 \text{ m}$$


$$H_{23} = \sqrt{(2 + 2,3)^2 + (17,8 + 17,8 + 2,02)^2} = 37,86 \text{ m}$$

$$H_{31} = \sqrt{(2,3)^2 + (17,8 + 17,8 + 4,04)^2} = 39,71 \text{ m}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{4,051 \cdot 4,751 \cdot 4,481} = 4,418 \text{ m}$$

$$r = 10,9 \text{ mm}$$

Con todo esto obtenemos un valor de capacidad de:

Edición: V7		Fecha: junio 2013 Página: 40
-------------	---	---------------------------------

$$C = \frac{2\pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}}{\ln \frac{4,418}{10,9 \cdot 10^{-3}} - \ln \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}} = 9,269 \cdot 10^{-12} \text{ F/m}$$

El valor de la Susceptancia por kilómetro B es:

$$B = \omega \cdot C = 2\pi 50 \cdot 9,269 \cdot 10^{-9} = 2,91194 \cdot 10^{-6} \text{ S/km}$$

El software toma el modelo en π de las líneas, por lo que internamente dividirá el valor de la susceptancia en B/2 en cada extremo.

La línea hasta la subestación de Sidegasa tiene una longitud de 20 km, por lo que los valores totales de las impedancias y Susceptancias de la línea son:

$$R = 2.262 \text{ } \Omega$$

$$X = 7.859905669 \text{ } \Omega$$

$$B = 5.82404\text{E-}05 \text{ S}$$

Habitualmente en estudios de flujo de cargas se trabaja en “por unidad”, por lo que los valores definitivos que introduciremos en la aplicación para 100 MVA de potencia base y una tensión base de 66 kV son:

$$R = 0.051928375 \text{ pu}$$

$$X = 0.180438606 \text{ pu}$$

$$B = 0.002536954 \text{ pu}$$

Habitualmente los valores de la secuencia homopolar o secuencia zero para este tipo de elementos suelen tomar valores de 3,5 veces las impedancias de la secuencia directa, que son las que se han calculado hasta ahora. Estos valores no son relevantes para realizar un estudio de flujo de cargas, pero puede ser interesante tenerlos en cuenta si más adelante se quiere hacer un estudio de corrientes de cortocircuito, ó un posible estudio de la respuesta dinámica del sistema. Con esta consideración los valores quedan según la tabla siguiente:

$$R_{\text{zero}} = 0.181749311 \text{ pu}$$

$$X_{\text{zero}} = 0.63153512 \text{ pu}$$

$$B_{\text{zero}} = 0.000724844 \text{ pu}$$

2.2.3 Transformador de Potencia del parque.

Para obtener los valores de los parámetros del transformador de potencia del parque eólico es preciso disponer de los resultados de los ensayos de cortocircuito y de vacío. Además en la propia placa de características del transformador se tienen los valores nominales de transformador, como su potencia nominal en MVA's, las relaciones de transformación o las tensiones en primario y secundario para cada posición de toma, tensión de cortocircuito, etc.

En nuestro caso los valores que se disponen del transformador son los siguientes:

- Potencia: 55.000 kVA.
- Grupo de conexiones: YNd11.
- Refrigeración: ONAN/ONAF.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión V (primario / secundario toma 9): 21.000 / 66.000 V.
- P_o Pérdidas en Vacío (W): 27.641 W.
- P_{cc} Pérdidas de cortocircuito (W): 181.678 W.
- Corriente de cortocircuito I_o : 0,08 %.

De estos datos se pueden aproximar los valores de las resistencias e inductancias del circuito equivalente del transformador trifásico.

En primer lugar se va a analizar el valor de las pérdidas medidas en el ensayo de vacío. Estas pérdidas corresponden a la potencia activa absorbida cuando la tensión aplicada en el primario es la nominal a la frecuencia nominal, teniendo el secundario a circuito abierto.

Se puede establecer que:

$$P_o = 3 \cdot I_o^2 \cdot R_o$$

Como

$$U_n = \sqrt{3} I_o Z_o$$

y

$$Z_o = \sqrt{R_o^2 + X_o^2}$$

Luego

$$P_o = U_n^2 \frac{R_o}{R_o^2 + X_o^2} = U_n^2 \cdot G_o$$

En valores por unidad la tensión aplicada en este ensayo, la nominal, es igual a 1, por lo que:

$$p_o(pu) = g_o(pu)$$

La corriente de vacío es el valor eficaz de la corriente que circula por una arrollamiento cuando se le aplica la tensión nominal a la frecuencia nominal, teniendo abierto el arrollamiento del secundario.

$$I_o = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_o} \rightarrow i_o(pu) \cdot \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot U_{base}} = \frac{1 \cdot U_{base}}{\sqrt{3} \cdot z(pu) \cdot Z_o}$$

De ahí se puede obtener una expresión para la corriente de vacío:

$$i_o(pu) = \frac{U_{base}^2}{S_{base}} \cdot \frac{1}{Z_{base}} \cdot \frac{1}{z(pu)} = \frac{1}{z(pu)} = y_o(pu)$$

El valor de la conductancia es mucho menor que el de la susceptancia, por lo que se puede despreciar, $G_o \ll B_o$, así que la admitancia la podemos poner como:

$$Y_o = \sqrt{G_o^2 + B_o^2} \approx \sqrt{B_o^2} = B_o$$

Por lo tanto se puede asumir que:

$$b_o(pu) = -i_o(pu)$$

En el ensayo de cortocircuito se hace circular la corriente nominal manteniendo el devanado del otro arrollamiento en cortocircuito. Con este ensayo se obtiene un orden de magnitud de las pérdidas en el cobre de los arrollamientos del transformador.

$$\begin{aligned} P_{Cu} &= 3R_{cc}I_{cc}^2 \\ p_{cc}(pu) \cdot S_{base} &= 3 \cdot [i_{cc}(pu) \cdot I_{base}]^2 R_{cc} Z_{base} \\ &= 3 \cdot \left[i_{cc}(pu)^2 \cdot \frac{S_{base}^2}{3 \cdot U_{base}^2} \right] \left[r_{cc}(pu) \cdot \frac{U_{base}^2}{S_{base}} \right] \end{aligned}$$

Como $i_{cc}(pu) = 1$ al estar en el ensayo de cortocircuito y llevar la corriente a la nominal del transformador, queda:

$$r_{cc}(pu) = p_{cc}(pu)$$

$$x_{cc}(pu) = \sqrt{u_{cc}(pu)^2 - r_{cc}(pu)^2}$$

Con estas premisas se puede caracterizar el transformador de potencia para introducirlo en la herramienta de simulación, tomando como circuito equivalente para este equipo un cuadripolo en L invertida, es decir, una impedancia en serie ($R_{cc}+jX_{cc}$) y una Admitancia ($Y_o=G_o+jB_o$) en paralelo.

Los parámetros del transformador con base 100 MVA son:

$$r_{cc}(pu) = 0.06005884$$

$$x_{cc}(pu) = 0.1908146$$

$$g_{mag}(pu) = 0.00091375$$

$$b_o(pu) = -0.00145455$$

2.2.4 Régimen permanente en líneas aéreas.

Una vez vistos como obtener los parámetros de la línea, es preciso entender cómo se modela realmente una línea de alta tensión para un ejercicio de flujo de cargas. Habitualmente los programas de simulación como el PSSE emplean el modelo en π y será el que se exponga a continuación.

Se puede representar una línea aérea como un cuadripolo, con dos entradas y dos salidas, tal y como se muestra en la figura.

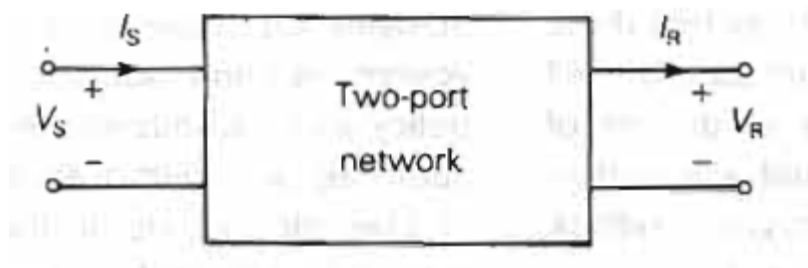


Fig.2.2.4.1 Esquema equivalente para una línea aérea.

V_S e I_S son la tensión y corriente enviadas y V_R e I_R son las recibidas. Se puede poner la relación entre estas cantidades según las expresiones:

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$I_S = CV_R + DI_R$$

Si se expresan las ecuaciones anteriores en formato matricial:

$$\begin{pmatrix} V_S \\ I_S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_R \\ I_R \end{pmatrix}$$

Dónde A, B, C y D son parámetros que dependen de las constantes de la línea R, L, C y G. Serán números complejos, A y D son adimensionales mientras que B tiene unidades de Ohmios y C se mide en Siemens. De la teoría de circuitos se conoce que los parámetros A, B, C y D cumplen

$$AD - BC = 1$$

Siempre que se aplique a un sistema lineal pasivo.

En casos generales las líneas menores de 80 km se suelen considerar de corta distancia, cuando se habla de líneas de transporte por encima de los 220 kV de tensión nominal. En esos casos sólo se tiene en cuenta en el circuito equivalente de la línea su resistencia y su reactancia. Las capacitancias en paralelo se desprecian. Hay que tener en cuenta que esto es de aplicación en líneas trifásicas balanceadas y no es de aplicar en casos de desequilibrio.

Para diferenciar entre la impedancia en serie total y la impedancia por unidad de longitud se emplearán mayúsculas para el primer caso y minúsculas para el segundo.

De esta manera:

$z = R + j\omega L$ (Ω/m) , impedancia en serie por unidad de longitud.

$y = G + j\omega C$ (S/m) , admitancia en paralelo por unidad de longitud.

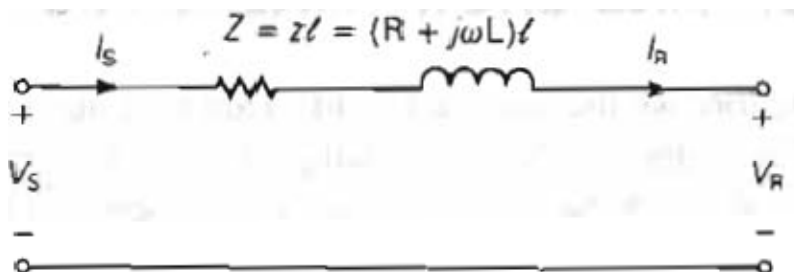


Fig.2.2.4.2 Circuito equivalente para una línea de corta distancia.

La impedancia total será el producto de z por la longitud de la línea: $Z = z \cdot \ell$. Lo mismo pasa con la admitancia de la línea Y .

En general la conductancia G de una línea, sea de la longitud que sea, suele ser despreciada por su escaso valor en el caso de líneas aéreas. Si cobra protagonismo cuando los tendidos son subterráneos y de largas tiradas de cables.

Para el caso de la figura, en el que se tiene el modelo de una línea de transporte de pequeña longitud, las ecuaciones para V_S e I_S quedan como sigue:

$$V_S = V_R + ZI_R$$

$$I_S = I_R$$

Que en forma matricial la expresión para el caso de una línea pequeña quedaría:

$$\begin{pmatrix} V_S \\ I_S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_R \\ I_R \end{pmatrix}$$

Las líneas de longitud media se suelen representar por su modelo en π . Según el caso general se suelen considerar líneas de más de 80 km hasta los 250 km, cuando se habla de líneas de transporte de tensiones superiores a los 220 kV. En el caso del proyecto en estudio la representación de la línea se realizará según este patrón, a pesar de ser de 20 km y poder clasificarse como una línea de corta distancia, ya que el nivel de tensión es mucho menor (66 kV). El hecho es que no se debe despreciar el efecto de la admitancia de la línea cuando se quieren estudiar los efectos de ésta sobre la energía reactiva que circula por la línea, la transformación del factor de potencia entre ambos extremos de la línea, etc...

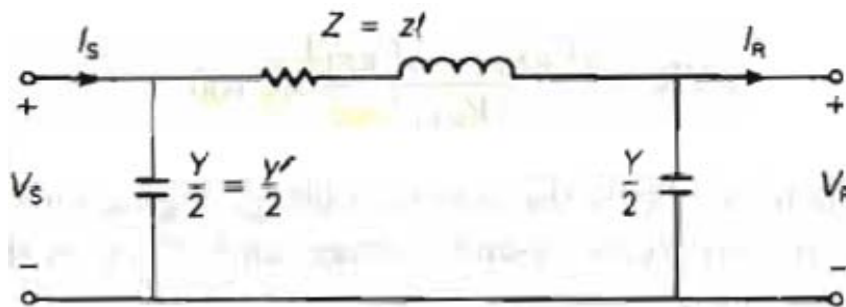


Fig.2.2.4.3 Circuito equivalente en π para una línea de media distancia.

Para obtener los parámetros A, B, C y D del modelo en π de la línea hay que tener en cuenta que la corriente que circula por la impedancia en serie es

$$I_R + \frac{V_R Y}{2}$$

Por lo que las ecuaciones quedan ahora:

$$V_S = V_R + Z \left(I_R + \frac{V_R Y}{2} \right) = \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) V_R + Z I_R$$

$$I_S = I_R + \frac{V_R Y}{2} + \frac{V_S Y}{2} = I_R + \frac{V_R Y}{2} + \left[\left(1 + \frac{ZY}{2} \right) V_R + Z I_R \right] \frac{Y}{2}$$

$$= Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) V_R + \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) I_R$$

En forma matricial se pueden identificar mejor los valores de los coeficientes:

$$\begin{pmatrix} V_S \\ I_S \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) & Z \\ Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) & \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_R \\ I_R \end{pmatrix}$$

A partir de los valores en por unidad de las impedancias y reactancias de la línea el software de cálculo irá analizando el modelo de la línea para calcular en cada caso las tensiones y corrientes en cada nodo, basándose en el modelo en π de la línea.

2.2.5 Líneas subterráneas de media tensión.

Para el modelo de las líneas subterráneas de media tensión (20 kV) se aplicará también el modelo en π , de tal modo que quede representada la capacidad de la línea. Es precisamente en los tendidos subterráneos en los que cobra más protagonismo la capacidad parásita de los cables aislados. El valor de la capacidad del cable por km viene dado por el propio fabricante así que los valores para introducir en el modelo, para cada tipo de cable y por unidad de longitud, son los que se muestran a continuación. Después se definirá para cada tramo en función de las distancias entre unos aerogeneradores y otros.

Tipo de cable	Sección (mm2)	R (Ohms/km)	X (Ohms/km)	B(S/km)	C (microF/km)	I _{max adm} (A)
HEPRZ1 36/66 kV AI	1000	0.0291	0.097	0.000125664	0.4	870
RHZ1-H16 12/20 kV AI	400	0.07	0.1	0.000114982	0.366	530
RHZ1-H16 12/20 kV AI	240	0.11666667	0.108	9.23628E-05	0.294	415
RHZ1-H16 12/20 kV AI	150	0.18666667	0.118	7.22566E-05	0.23	315
RHZ1-H16 12/20 kV AI	95	0.29473684	0.125	6.56593E-05	0.209	250

Fig.2.2.4 Datos para modelar las líneas subterráneas. Fuente: General Cable.

2.2.6 Modelo del aerogenerador y su transformador elevador.

La versión de PSSE que se emplea (V29) permite introducir los generadores junto a su transformador elevador asociado, de tal modo que se simplifica la introducción de datos. En este caso se reduce el modelo del transformador a una impedancia en serie (Resistencia y Reactancia).

El aerogenerador presente en el parque eólico es un V52, fabricado por Vestas. Se trata de un modelo de 850 kW de potencia nominal, con un generador asíncrono doblemente alimentado, que permite controlar la potencia reactiva gracias al control del convertidor que alimenta los bobinados del rotor.

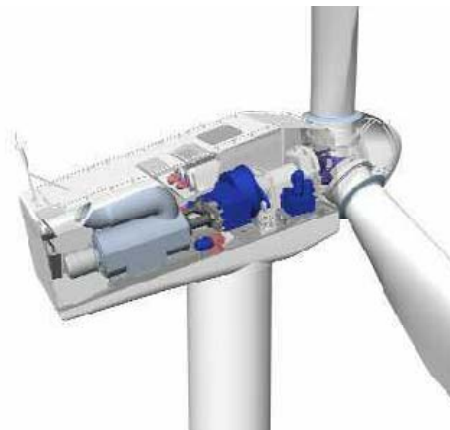


Fig.2.2.5.1 Esquema de la nacelle de una V52. Fuente: Vestas.

Es una máquina de velocidad variable, con control de Pitch, de 52 metros de diámetro de rotor. Las palas están hechas de fibra de vidrio reforzadas con resina epoxi. Cada pala está formada por dos vainas o conchas unidas a un alma o estructura central. En la raíz de la pala están insertados los espárragos roscados de acero que conectan la pala al rotor mediante tuerca, trabajando sobre un rodamiento que le permite el giro para el ajuste de pitch o paso de pala.

El eje principal, sobre el que descansa el rotor, transmite la potencia al generador a través de una multiplicadora, formada por varias etapas planetarias helicoidales (ejes paralelos). La salida de la multiplicadora transmite la potencia al generador a través de un acoplamiento de composite. Este acoplamiento absorbe las oscilaciones mecánicas, amortiguando la entrada al generador. Dentro de las modificaciones realizadas en las

máquinas para adaptarlas a soportar los huecos de tensión definidos en el procedimiento de operación 12.3 éste fue uno de los elementos que se vieron reforzados, de cara a absorber la energía del transitorio del propio hueco de tensión.

El generador asíncrono de 4 polos es de rotor bobinado con cuerpo de anillos. Esto permite conectar al rotor un convertidor Back to Back y controlar las corrientes del rotor, optimizando el funcionamiento de la máquina en cualquier régimen de funcionamiento.

Para frenar la turbina el aerogenerador sitúa las palas en posición de bandera, de tal manera que se hace un frenado suave aerodinámico. Existe un disco de freno, en el eje rápido a la salida de la multiplicadora, que se acciona para bloquear la máquina. En algunas ocasiones se puede accionar como freno de emergencia, pero en esos casos se trata de paradas muy bruscas que pueden dañar seriamente la máquina. Dentro del aerogenerador nos encontramos otros sistemas, como el hidráulico, el sistema de control, los 2 motores de giro que orientan la nacelle sobre la corona de giro a la dirección del viento incidente, el propio bastidor de la máquina, el sistema de refrigeración, etc.

El equivalente del aerogenerador para el régimen permanente se reduce al circuito simplificado de un generador asíncrono. Vestas presenta en la documentación de la máquina los siguientes datos.

	Generador ABB Vestas V52
R_1 Resistencia del estator (Ω)	0.0029 Ω
X_1 Reactancia de fugas del estator (Ω)	0.0417 Ω
R_{Fe} Resistencia de pérdidas en el Fe (Ω)	0.070 Ω
X_m Reactancia de magnetización (Ω)	1.97 Ω
X_2 Reactancia de fugas del rotor (Ω)	0.0425 Ω
$R'_{2/s}$ Resistencia del rotor (Ω)	0.0031 Ω
Tensión de fase (V)	398.4 V
Frecuencia (Hz)	50 Hz

Tabla 2.2.5.1 Modelo en régimen permanente (1.620 rpm) del generador asíncrono de una V52. Fuente: Vestas.

Esto se corresponde a la siguiente representación del generador asíncrono en régimen permanente:

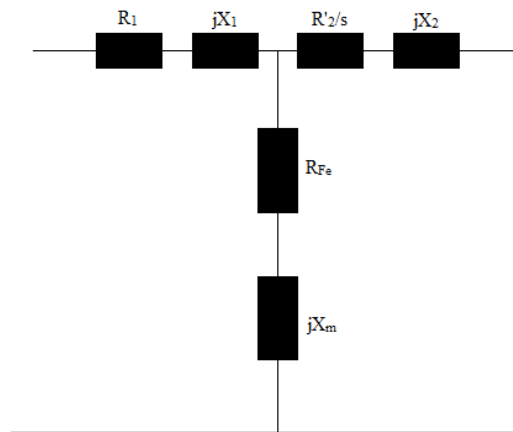


Fig. 2.2.5.2 Esquema de la máquina en régimen permanente. Fuente: Vestas.

En algunos casos se suele representar el circuito magnético de la máquina asíncrona como el paralelo de la resistencia y la reactancia de magnetización, por lo que el esquema sería el que se muestra a continuación:

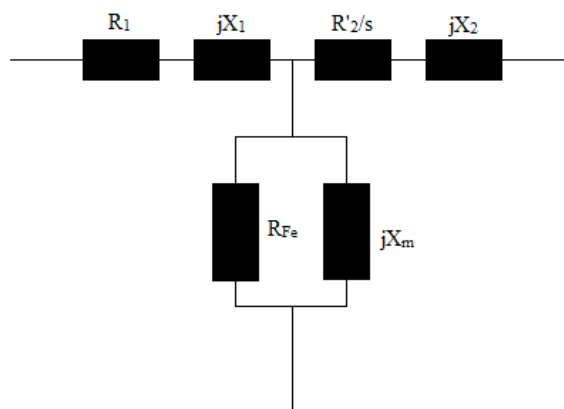


Fig. 2.2.5.2 Esquema de la máquina en régimen permanente. Fuente: Vestas.

Para obtener los valores de estas impedancias basta con transformar los valores de la tabla anterior según las siguientes expresiones:

$$R_{Fe_parallel} = \frac{R_{serial}^2 + X_{m_serial}^2}{R_{Fe_serial}}$$

$$X_{m_parallel} = \frac{R_{Fe_serial}^2 + X_{m_serial}^2}{X_{m_serial}}$$

Sin embargo en PSSE es preciso introducir un modelo de generador síncrono, ya que no posee capacidad para modelar la respuesta del sistema si los generadores son asíncronos doblemente alimentados. Esto ocurre en la versión 29 y no en las más recientes como la 32 y 33, que ya presentan una ventaja al permitir introducir tanto los valores eléctricos como mecánicos de un aerogenerador. Aún y todo no es una aplicación orientada para la simulación de este tipo de máquinas, y no es recomendable emplear el modelo implementado ya que la respuesta obtenida no va a ser muy precisa. El fabricante de la turbina proporciona los valores de un equivalente Síncrono de la máquina. Este símil es suficiente para el ejercicio que se pretende realizar, ya que se trata simplemente de valorar si los límites de generación de reactiva que se van a demandar al parque, y en particular a cada aerogenerador, son suficientes. En este caso supondremos que el conjunto de generador doblemente alimentado con su convertidor se puede aproximar a un generador síncrono con los siguientes parámetros:

	Equivalente Generador síncrono
R_s Resistencia del estator (% de la base)	0.53
X_{lls} Reactancia de fugas del estator (% de la base)	5.2
X_0 Reactancia secuencia Zero (% de la base)	43.3
X_z Reactancia secuencia negativa (% de la base)	15.1
X_d Reactancia síncrona cuadratura (% de la base)	365
X'_d Reactancia transitoria cuadratura (% de la base)	15.1
X''_d Reactancia subtransitoria cuadratura (% de la base)	10.0
T'_d Constante de tiempo transitoria (s)	2.1
T''_d Constante de tiempo subtransitoria (s)	0.027
Impedancia Base (Ω)	0.55
Tensión nominal (V)	690 V
Frecuencia (Hz)	50 Hz
Factor de potencia	0.9
Potencia nominal equivalente (MVA)	0.86

P_{MAX} Potencia activa máxima nominal (kW)	806
Q_{MAX} Potencia reactiva máxima nominal (kVAr)	387
H, constante de inercia (MWs/MVA nominal)	0.643
Potencia Base (kVA)	889
I_n , Corriente nominal en el estator (A)	744
Ratio de cortocircuito	9.6

Tabla 2.2.5.2 Modelo síncrono equivalente para el generador asíncrono de una V52. Fuente: Vestas.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Una vez presentados todos los elementos que conforman el sistema de generación eólico se va a proceder a realizar la simulación de la respuesta del parque eólico ante diferentes situaciones de funcionamiento de la red, con el fin de poder valorar los límites de generación de reactiva y de activa para el mantenimiento de un nivel de tensión dado en el punto frontera de la instalación.

Para ello se definirán unos escenarios que marquen las condiciones de contorno de las situaciones límite. De esta simulación se podrá establecer si la instalación es capaz de mantener un nivel de tensión a partir de la capacidad de generación o consumo de energía reactiva de todos los aerogeneradores, suponiendo que existen los sistemas de control necesarios en subestación que reciban la consigna del despacho delegado. Es posible que se observe cómo no se alcanzan los límites previstos, independientemente de los sistemas de control que se pudieran implementar y de la propia capacidad de generación de reactiva de las turbinas por motivos ajenos al propio parque como pueden ser el estado de la red.

3.1 Escenarios. Definición de parámetros para el estudio.

Se van a presentar a continuación una serie de situaciones límite, en las que el parque eólico deberá tratar de alcanzar en régimen permanente unos valores de potencia activa y reactiva determinados para poder mantener un nivel de tensión dado en el punto frontera.

Para poder determinar cuáles son las situaciones límite hay que fijarse en la propuesta del procedimiento P.O.7.5. (ver figura 3.1). Ya se ha comentado anteriormente

que los requerimientos de generación y consumo de reactiva deberán ir desde un 15% de generación de reactiva hasta un 15% de consumo de reactiva (porcentajes de la potencia activa generada en cada momento). Esta exigencia varía en función de la tensión que tenemos en barras de subestación entre un $\pm 5\%$ de la nominal en ese punto.

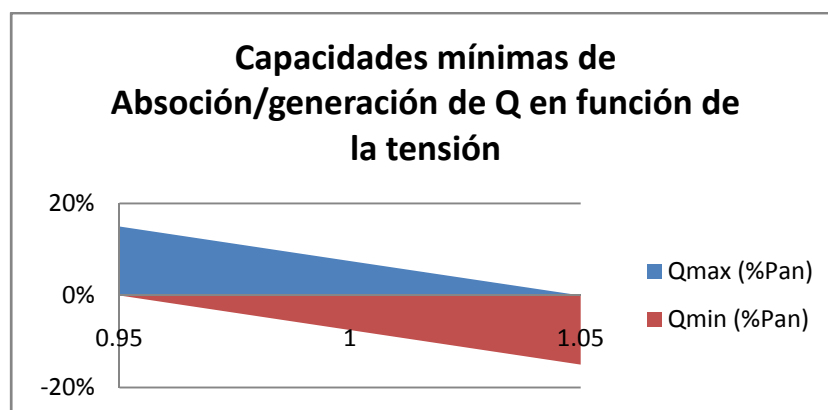


Fig.3.1 Capacidades mínimas requeridas para el control de tensión en función de la tensión en barras de SET. (Fuente REE)

El punto de trabajo más exigente es cuando la generación de activa es máxima, en condiciones viento por encima de los 18 m/s, así las turbinas estarán a potencia nominal (850 kW). Se verán otros puntos de generación para valorar el comportamiento de la red en esas otras situaciones.

Las situaciones más extremas son las siguientes:

- Situación de máxima tensión observada en el punto frontera y máxima generación eólica.
- Situación de máxima tensión (1.05) de trabajo exigible en el punto frontera y máxima generación eólica.
- Situación de mínima tensión observada y máxima generación eólica.
- Situación de mínima tensión (0.95) de trabajo exigible por el procedimiento y máxima generación eólica.

Antes de entrar a valorar cada uno de los escenarios es preciso analizar el comportamiento habitual del punto de evacuación (punto frontera que en este caso es la subestación de Sidegas) y también la capacidad de generación de reactiva de las turbinas.

Además de estas condiciones de trabajo se modelará la respuesta del parque en otras situaciones que pueden ser de interés, no tanto desde el punto de vista del propio parque o de

las turbinas, sino del comportamiento de otras infraestructuras frente al control de tensión. De este modo se realizarán los siguientes ejercicios:

- Efecto de un banco de condensadores en barras de subestación del parque eólico.
- Comportamiento de las líneas subterráneas de media tensión internas del parque eólico.
- Influencia de la línea aérea de evacuación en la energía reactiva a distintos regímenes de carga.

Antes de pasar a evaluar cada caso se van a justificar los valores de las condiciones de contorno habituales en este parque eólico, como son las tensiones máximas y mínimas observadas en el punto frontera de referencia en el proyecto, así como la capacidad de generación de reactiva de una turbina eólica del parque piloto seleccionado.

3.1.1 Valores de tensión observados en el punto frontera.

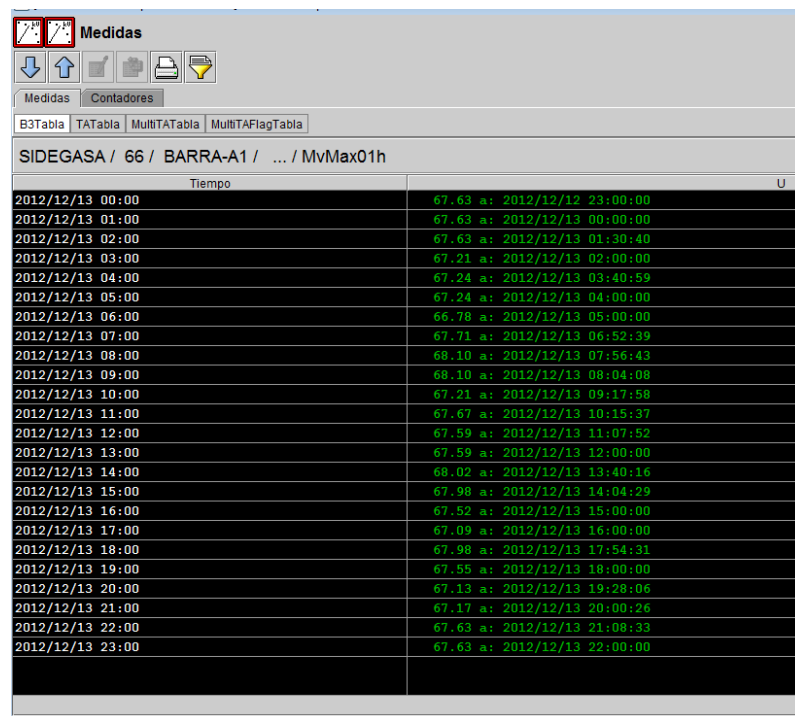
La subestación en la que se entrega la energía es una subestación de la red de distribución de la compañía Unión Fenosa. El nivel de tensión nominal es de 66kV y en este punto existen un gran número de cargas (consumidores domésticos y plantas industriales) y algunos generadores minoritarios. A pesar de haber visto las situaciones límite desde el punto de vista del procedimiento de operación es conveniente para este caso particular valorar en qué rango de tensiones se mueve habitualmente la tensión, para tener en cuenta cual va a ser la situación de trabajo más habitual para este parque. Será en esa situación en la que se deberá prestar mayor atención de cara a cumplir con las especificaciones.

Según los datos facilitados por la distribuidora, los valores de tensión máximos y mínimos que se han observado en el punto frontera son estos:

Vmax: 68,10 kV.

Vmin: 66,74 Kv

Estos valores los podemos ver en las figuras 3.1.1.a y 3.1.1.b. Son pantallazos extraídos del Scada de la distribuidora, en los que se listan los valores máximos y mínimos de tensión respectivamente, para un periodo concreto.

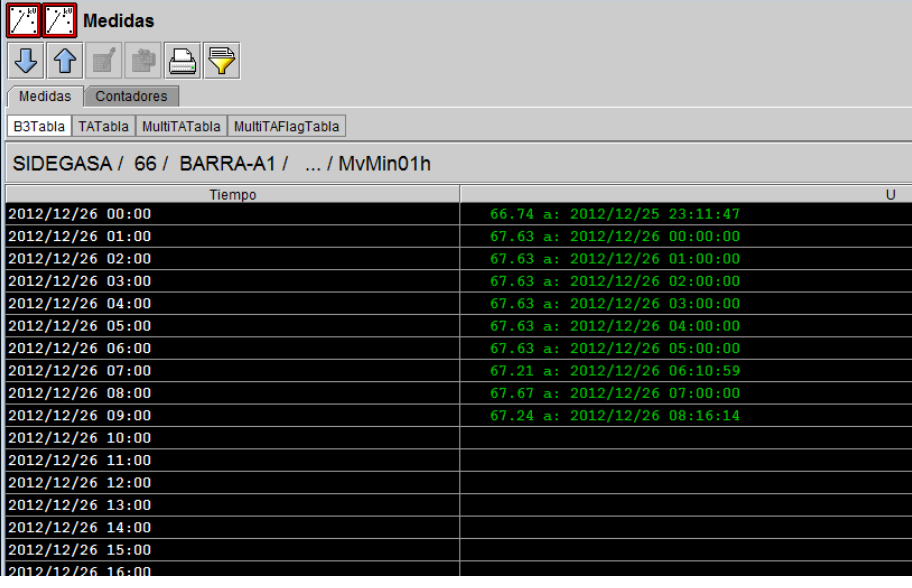


Tiempo	U
2012/12/13 00:00	67.63 a: 2012/12/12 23:00:00
2012/12/13 01:00	67.63 a: 2012/12/13 00:00:00
2012/12/13 02:00	67.63 a: 2012/12/13 01:30:40
2012/12/13 03:00	67.21 a: 2012/12/13 02:00:00
2012/12/13 04:00	67.24 a: 2012/12/13 03:40:59
2012/12/13 05:00	67.24 a: 2012/12/13 04:00:00
2012/12/13 06:00	66.78 a: 2012/12/13 05:00:00
2012/12/13 07:00	67.71 a: 2012/12/13 06:52:39
2012/12/13 08:00	68.10 a: 2012/12/13 07:56:43
2012/12/13 09:00	68.10 a: 2012/12/13 08:04:08
2012/12/13 10:00	67.21 a: 2012/12/13 09:17:58
2012/12/13 11:00	67.67 a: 2012/12/13 10:15:37
2012/12/13 12:00	67.59 a: 2012/12/13 11:07:52
2012/12/13 13:00	67.59 a: 2012/12/13 12:00:00
2012/12/13 14:00	68.02 a: 2012/12/13 13:40:16
2012/12/13 15:00	67.98 a: 2012/12/13 14:04:29
2012/12/13 16:00	67.52 a: 2012/12/13 15:00:00
2012/12/13 17:00	67.09 a: 2012/12/13 16:00:00
2012/12/13 18:00	67.98 a: 2012/12/13 17:54:31
2012/12/13 19:00	67.55 a: 2012/12/13 18:00:00
2012/12/13 20:00	67.13 a: 2012/12/13 19:28:06
2012/12/13 21:00	67.17 a: 2012/12/13 20:00:26
2012/12/13 22:00	67.63 a: 2012/12/13 21:08:33
2012/12/13 23:00	67.63 a: 2012/12/13 22:00:00

Fig 3.1.1.a Valores máximos de tensión en condiciones de máxima generación eólica.

Para determinar un valor de tensión máxima se ha tomado una muestra de un periodo de máxima generación eólica. En la columna de la izquierda, en color blanco, se listan los periodos horarios de los que se van a tomar los datos. En la columna de la derecha, en color verde, se pueden ver los valores de las tensiones máximas que se han registrado en los periodos horarios seleccionados y el instante en que esta tensión se ha producido. En este caso el día 13 de Diciembre del año 2012 fue un momento de gran generación eólica. Se puede ver cómo el valor de 68.1 kV se dio el 13 de Diciembre a las 07:56 de la mañana.

Del mismo modo se pueden ver los datos en la pantalla de los valores de tensión mínimos.



Medidas	Contadores
B3Tabla	TATabla
MultiTATabla	MultiTAFlagTabla
SIDEGASA / 66 / BARRA-A1 / ... / MvMin01h	
Tiempo	U
2012/12/26 00:00	66.74 a: 2012/12/25 23:11:47
2012/12/26 01:00	67.63 a: 2012/12/26 00:00:00
2012/12/26 02:00	67.63 a: 2012/12/26 01:00:00
2012/12/26 03:00	67.63 a: 2012/12/26 02:00:00
2012/12/26 04:00	67.63 a: 2012/12/26 03:00:00
2012/12/26 05:00	67.63 a: 2012/12/26 04:00:00
2012/12/26 06:00	67.63 a: 2012/12/26 05:00:00
2012/12/26 07:00	67.21 a: 2012/12/26 06:10:59
2012/12/26 08:00	67.67 a: 2012/12/26 07:00:00
2012/12/26 09:00	67.24 a: 2012/12/26 08:16:14
2012/12/26 10:00	
2012/12/26 11:00	
2012/12/26 12:00	
2012/12/26 13:00	
2012/12/26 14:00	
2012/12/26 15:00	
2012/12/26 16:00	

Fig 3.1.1.b Valores mínimos de tensión en condiciones de muy baja generación eólica.

Para este caso se verifica que el valor menor de tensión ha sido de 66.74, registrado a las 23:11 del 25 de Diciembre de 2012.

Con estos valores podemos ver que la tensión a controlar va a estar habitualmente por encima de la tensión nominal, luego en por unidad estaremos habitualmente entre el 1.011 (equivalente a los 66.74 kV) y 1.031 (equivalente a los 68.1 kV).

3.1.2 Límites de generación de reactiva en los aerogeneradores.

De cara a marcar los límites de generación de reactiva de las máquinas el fabricante indica que las turbinas pueden generar hasta los 387 kVAr, tanto inductivos como capacitivos. Para confirmar esta parte se han tomado muestras de diferentes aerogeneradores del parque, para ver si en distintos regímenes de funcionamiento la turbina se mueve entre estos valores y si realmente los alcanza. Las medidas son tomadas en bornas de salida del propio generador, en baja tensión, por lo que debería corresponderse con lo que dice el fabricante.

En la gráfica siguiente se muestran los resultados de las medidas, que confirman cómo la máquina puede generar o consumir reactiva independientemente de la potencia activa que esté generando. Por lo tanto en periodos de poco recurso eólico el factor de potencia de la máquina puede tomar valores muy bajos.

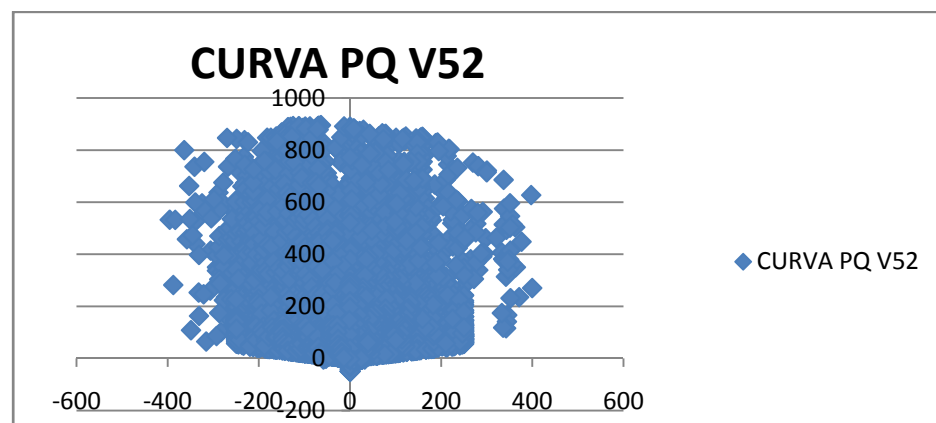


Fig 3.1.3. Curva PQ real de la turbina medida en operación.

No es habitual poder registrar valores de generación de reactiva tan amplios. Estos valores corresponden a un periodo en el que el control de reactiva del parque no limitaba el factor de potencia a un valor concreto y permitía que las máquinas trabajaran cualquier valor de $\cos\Phi$, haciendo cada una simplemente un control de sus parámetros de salida.

Con esto queda demostrado que la turbina es capaz de aportar o consumir reactiva en cualquier régimen de potencia activa, lo que supone una gran ventaja frente a otras tecnologías o configuraciones de turbinas (Como las de Paso Fijo con generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla).

3.2 Resultados de la modelización.

En primer lugar se va a generar un modelo simplificado del parque eólico, haciendo un equivalente del mismo como un solo generador de 38.25 MW, y con una capacidad de generación de reactiva equivalente a la suma de toda la reactiva que podrían aportar todas las máquinas si estuvieran en el mismo punto de la red, 387 kVAr x 45 turbinas, 17,41 MVar tanto inductivos como capacitivos.

Habrà que prestar especial atención a los niveles de tensión que se alcancen en bornas de los aerogeneradores, de cara a evitar que se produzca la desconexión de los mismos por estar en condiciones de subtensión o de sobretensión.

3.2.1 Caso 1: Máxima Generación eólica y máxima tensión observada en el punto frontera.

Como se ha visto en la gráfica del procedimiento de operación el límite de tensión sobre el que se establecen condiciones para el control de tensión se da cuando la tensión en barras de subestación alcanza un valor de 1.05 en por unidad. Tal y como se ha expuesto en el punto 3.1.1 el valor máximo de tensión observado corresponde al 1.032 p.u., no alcanzando en ningún caso el 1.05 de límite que establece el procedimiento.

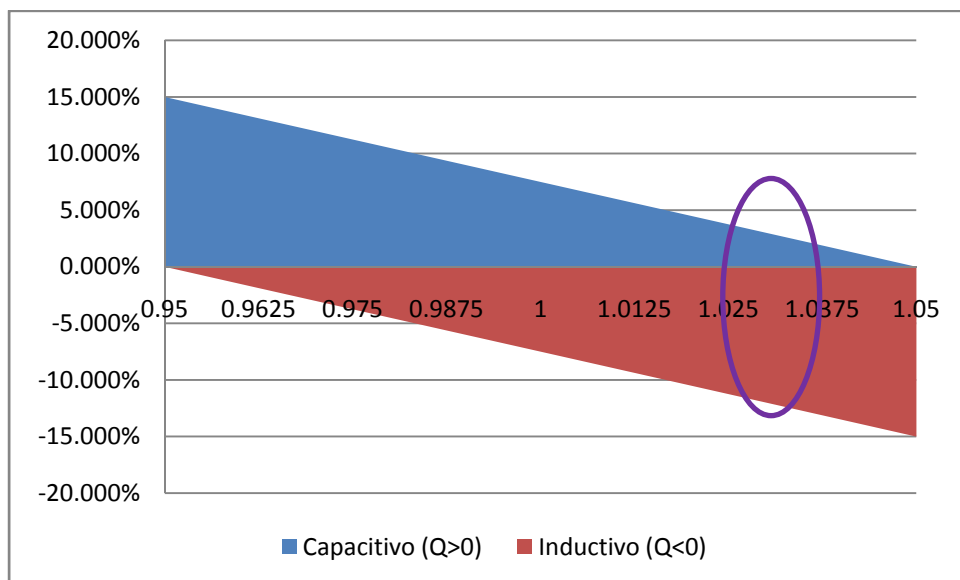


Fig.3.2.1a.- Capacidades mínimas requeridas para el control de tensión en función de la tensión en barras de SET. (Fuente REE)

Se va a analizar la respuesta de la planta y las tensiones que se alcanzan en bornas de generador para determinar hasta qué nivel de reactiva las turbinas pueden estar trabajando. Se puede ver el punto de trabajo en la figura 3.2.1a para ver que a esos niveles de tensión es mayor el rango exigido en el tramo inductivo que en el capacitivo. En concreto se deberá ensayar la respuesta de la planta para consignas de 2.7% y -12.3% en la parte capacitiva e inductiva respectivamente, que son los valores que corresponden a la tensión de 1.032 p.u. en la gráfica de la figura 3.2.1a.

Para determinar hasta qué valores de reactiva ha de llegar la planta en estas dos situaciones, simplemente se forzará en la simulación a que la red (representada por el bus Slack) fuerce al parque a consumir más (se sube la tensión en el nodo slack) o menos reactiva (se baja la tensión en el nudo slack) para mantener ese nivel de tensión de 1.032.

En la siguiente figura se puede ver el valor de generación de reactiva que ha de aportar el parque eólico para que en la subestación del punto frontera se alcance el límite superior de 2.7% requerido cuando la tensión es el 1.032. El nivel de tensión en los generadores es alto, muy cercano al de desconexión de las turbinas (según la configuración del relé de disparo de las turbinas éste se producirá cuando la tensión alcance el 1.10 p.u. de sobretensión durante 60 segundos).

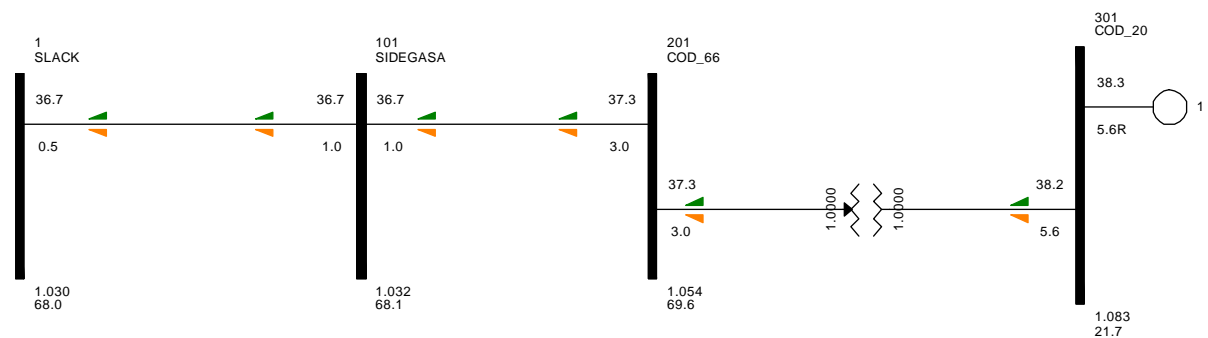


Fig 3.2.1.a. Caso1 Factor de potencia a 1 en la subestación de Sidegasa con máxima tensión de red.

Al no llegar a desconectar las turbinas podemos concluir que la planta es capaz de aportar la reactiva necesaria en la subestación del parque para que finalmente la energía entregada cumpla con los requisitos del operador del sistema para este caso concreto, como se puede ver en la tabla 3.2.1a, en la que se ve en verde la línea correspondiente a los valores para la subestación del punto frontera, referencia en el control de tensión del parque eólico.

BUS	Nivel de tensión (kV)	tensión (pu)	Energía entregada			%Q frente a P
			P	Q	Cosphi	
SLACK	68	1.030	36.7	0.5	1.000	1.36%
SIDEGASA	68.1	1.032	36.7	1	0.999	2.72%
COD_66	69.6	1.054	37.3	3	0.997	8.04%
COD_20	21.7	1.083	38.25	5.6	0.989	14.64%

Tabla 3.2.1.a. Cumplimiento de la consigna en el punto frontera en condiciones de V_{\max} a 1.032 p.u.

Hay que destacar que la generación de reactiva en este caso se dedica a compensar el efecto propiamente inductivo del transformador de potencia de la subestación, así como el de la línea de evacuación. De este modo se consigue que en el punto frontera la energía entregada presente un factor de potencia prácticamente igual a uno.

En el siguiente ejercicio se va a determinar si la planta, en estas condiciones de tensión máxima en el punto frontera y con la máxima generación eólica posible, es capaz de consumir energía reactiva hasta un valor del 12.3% de la activa que se está generando.

Esta situación no debería presentar problemas para las máquinas, cuyo comportamiento natural es consumir reactiva, al tiempo que se tenderá a disminuir la tensión en bornas del generador, lo que contribuye a la estabilidad del régimen de funcionamiento.

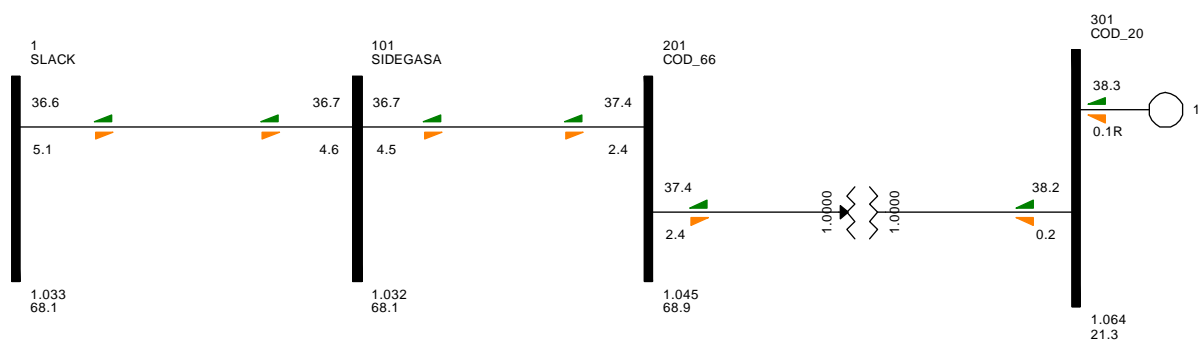


Fig 3.2.1.b. Caso1 Factor de potencia a 1 en la subestación de Sidegasa con máxima tensión de red.

En la simulación se ve que las máquinas han de generar prácticamente a factor de potencia unidad, bastando con aportar 0.1 MVar. El consumo de reactiva lo están haciendo el propio transformador del parque y la línea de evacuación y esto ha bastado para que la consigna requerida en la subestación de Sidegasa se cumpliera. En la figura 3.2.1b se puede ver cómo el consumo más importante de reactiva lo hace el transformador de potencia, con 2.6 MVar, que junto con los 2.1 MVar de la línea superan el 100% de la reactiva consumida por todo el conjunto, de ahí que los aerogeneradores aún tengan que aportar algo de reactiva para el computo global.

BUS	Nivel de tensión (kV)	tensión (pu)	Energía entregada			%Q frente a P
			P	Q	Cosphi	
SLACK	68.1	1.032	36.6	-5.1	-0.990	-13.9%
SIDEGASA	68.1	1.032	36.7	-4.5	-0.993	-12.3%
COD_66	68.9	1.044	37.4	-2.4	-0.998	-6.4%
COD_20	21.3	1.065	38.25	0.1	1.000	0.3%

Tabla 3.2.1.b. Cumplimiento de la consigna de -12.3% en el punto frontera en condiciones de V_{\max} (1.032).

En la tabla 3.2.1b se ven en verde los resultados correspondientes al punto frontera para este nuevo punto de trabajo. Se ha alcanzado el valor demandado sin apenas esfuerzo de las máquinas, manteniendo los valores de tensión dentro de los límites de estabilidad de las máquinas.

3.2.2 Caso 2: Máxima Generación eólica y máxima tensión (1.05) en el punto frontera.

Como se ha visto en la gráfica del procedimiento de operación el límite de tensión sobre el que se establecen condiciones para el control de tensión se da cuando la tensión en barras de subestación alcanza un valor de 1.05 en por unidad.

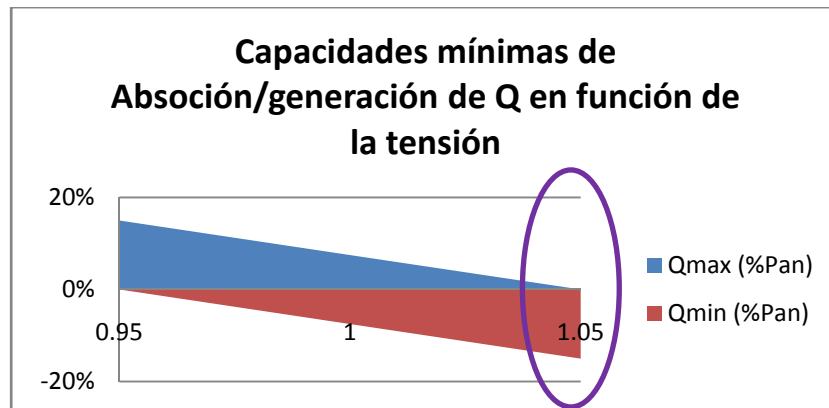


Fig.3.2.2a.- Capacidades mínimas requeridas para el control de tensión en función de la tensión en barras de SET. (Fuente REE)

Se va a analizar la respuesta de la planta y las tensiones que se alcanzan en bornas de generador para determinar hasta qué nivel de reactiva las turbinas pueden estar trabajando. Aunque no hay registros de tensión superiores al 1.032 p.u., es conveniente analizar si el parque cumpliría esta situación de trabajo, de cara a determinar los riesgos a los que se incurriría en el caso de seleccionar la modalidad A de control de tensión, y que la evolución de las tensiones en este nudo alcanzase estos valores.

En este punto de trabajo el requerimiento obliga al parque a consumir reactiva desde cero, es decir, que en el punto frontera se entregue la energía desde un coseno de phi igual a 1, hasta un -15% (consumo de reactiva) del valor de la potencia activa que se está entregando.

Para determinar hasta qué valores de reactiva ha de llegar la planta en estas dos situaciones, simplemente se forzará en la simulación a que la red (representada por el bus Slack) fuerce al parque a consumir más o menos reactiva para mantener ese nivel de tensión de 1.05.

Para ese nivel de tensión en la subestación del punto frontera (1.05 en Sidegasa), si se quiere tener un factor de potencia igual a uno en ese punto, se puede ver en la siguiente figura las condiciones de generación de reactiva en las que tiene que estar el parque eólico.

Como se puede ver el nivel de tensión en los generadores es máximo. En este caso estamos en el límite de 1.10, nivel de tensión que de ser superado llevará a la desconexión de un gran número de turbinas, provocando que la planta deje de generar energía y perdiendo el control del propio parque.

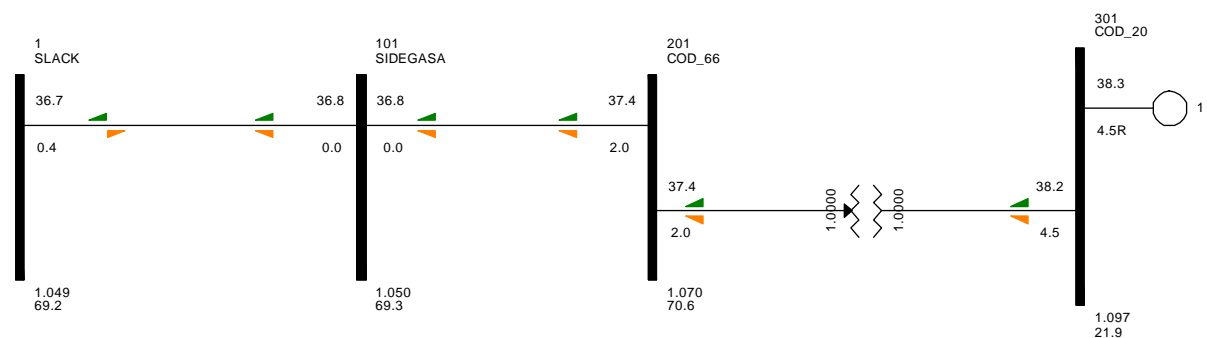


Fig 3.2.2.b. Caso2 Factor de potencia a 1 en la subestación de Sidegasa con máxima tensión de red.

Al no llegar a desconectar las turbinas podemos concluir que la planta es capaz de aportar la reactiva necesaria en la subestación del parque para que finalmente la energía entregada cumpla con los requisitos del operador del sistema para este caso concreto, como se puede ver en la tabla 3.2.2a, en la que se ve en verde la línea correspondiente a los valores para la subestación del punto frontera, referencia en el control de tensión del parque eólico.

BUS	Nivel de tensión (kV)	tensión (pu)	Energía entregada			%Q frente a P
			P	Q	Cosphi	
SLACK	69.2	1.048	36.7	-0.4	-0.999	-1%
SIDEGASA	69.3	1.050	36.8	0	1.000	0%
COD_66	70.6	1.070	37.4	2	0.999	5%
COD_20	21.9	1.095	38.25	4.5	0.993	12%

Tabla 3.2.2.a. Cumplimiento de la consigna de Factor de potencia unidad en el punto frontera en condiciones de $V_{m\acute{a}x.}$

Hay que destacar que la generación de reactiva en este caso se dedica a compensar el efecto propiamente inductivo del transformador de potencia de la subestación, así como el de la línea de evacuación, igual que en el caso anterior. De este modo se consigue que en el punto frontera la energía entregada presente un factor de potencia igual a uno.

En el siguiente ejercicio se va a determinar si la planta, en estas condiciones de tensión máxima en el punto frontera y con la máxima generación eólica posible, es capaz de consumir energía reactiva hasta un valor del 15% de la activa que se está generando.

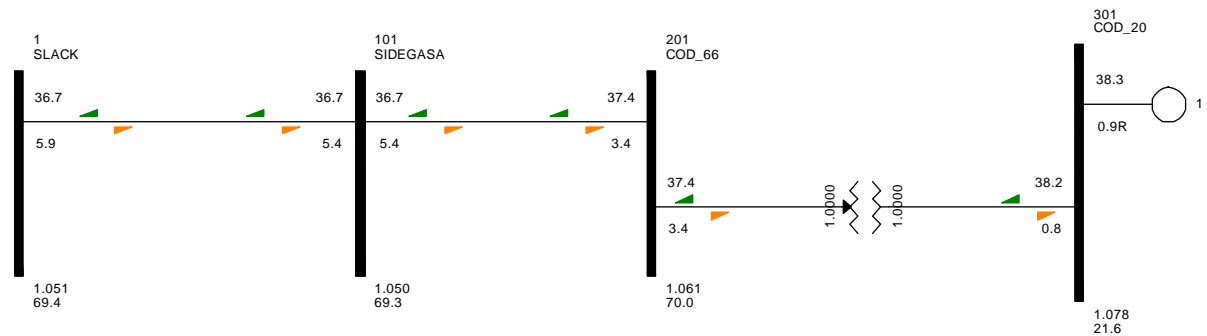


Fig 3.2.2.c. Caso2 – Cos Phi a -0.989 en la subestación de Sidegasa con máxima tensión de red.

Para este caso ha bastado con consumir ligeramente algo de reactiva en el parque para que la consigna requerida en la subestación de Sidegasa se cumpliera. El propio comportamiento inductivo de la línea y del transformador ha bastado para que se supere el 15% requerido. En la figura 3.2.2b se puede de nuevo constatar que el consumo más importante de reactiva lo hace el transformador de potencia, con 2.6 MVar, que junto con los 2.0 MVar de la línea alcanzan el 85% de la reactiva consumida por la planta. De este modo ha bastado con que los aerogeneradores consuman una pequeña parte de lo necesario.

BUS	Nivel de tensión (kV)	tensión (pu)	Energía entregada			%Q frente a P
			P	Q	Cosphi	
SLACK	69.4	1.052	36.7	-5.9	-0.987	-16%
SIDEGASA	69.3	1.050	36.7	-5.4	-0.989	-15%
COD_66	70	1.061	37.4	-3.4	-0.996	-9%
COD_20	21.6	1.080	38.25	-0.9	-0.999	-2%

Tabla 3.2.2.b. Cumplimiento de la consigna de -15% en el punto frontera en condiciones de Vmáx..

En la tabla 3.2.1b se ve en verde los resultados correspondientes al punto frontera para este nuevo punto de trabajo. Se ha alcanzado el valor demandado sin apenas esfuerzo de las máquinas, manteniendo los valores de tensión dentro de los límites de estabilidad de las máquinas.

3.2.3 Caso 3: Máxima Generación eólica y mínima tensión observada en el punto frontera.

Ya se ha expuesto anteriormente que la tensión mínima observada en condiciones de máxima generación es, en valores por unidad, de 1.011. Tal y como se muestra en la gráfica de la figura 3.2.3.a en este caso el requerimiento de generación de reactiva es mayor que en los casos anteriores. Esto va a fomentar un incremento local de la tensión en las bornas de los generadores y es fundamental analizar hasta qué punto esta tensión puede ser peligrosa para la estabilidad del parque eólico.

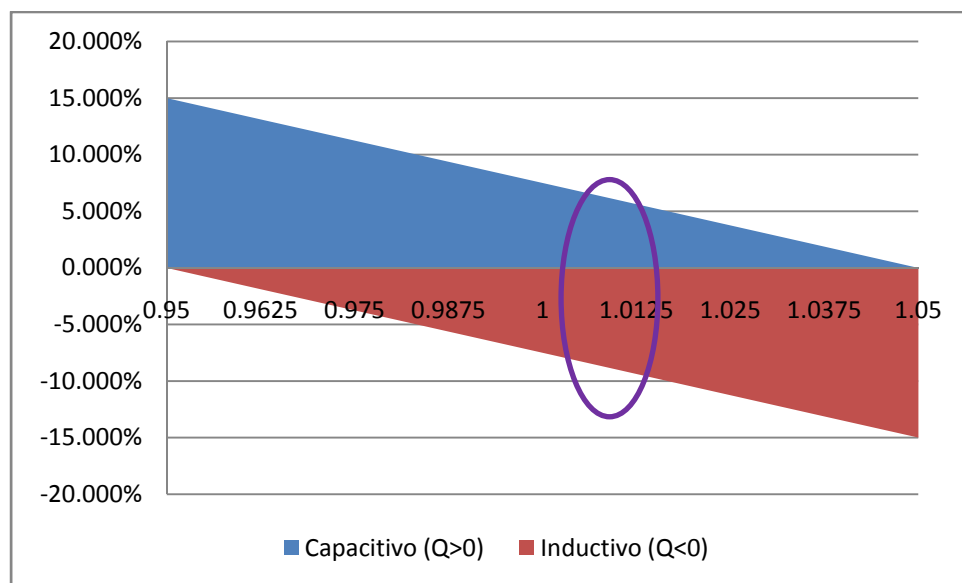


Fig.3.2.3a.- Capacidades mínimas requeridas para el control de tensión en función de la tensión en barras de SET. (Fuente REE)

De la figura se puede extraer que los niveles de generación o consumo de reactiva serán de 5.85% para el caso capacitivo y de -9.15% en el caso inductivo.

Se simula la respuesta del parque para la primera de las situaciones. Como hay que aportar energía reactiva en el punto frontera las turbinas eólicas deberán compensar por una parte el comportamiento inductivo del transformador de potencia y de la línea del parque, y por otra parte alcanzar el nivel de reactiva demandado.

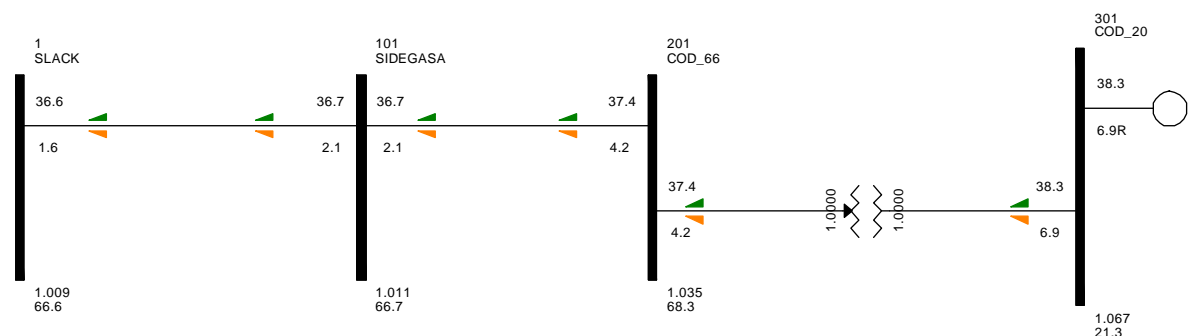


Fig 3.2.3.b. Caso3 – Nivel máximo de capacitiva exigido en la subestación de Sidegasa con tensión de red a 1.011.

En la Figura 3.2.3.b podemos ver que a pesar de estar generando un nivel de reactiva superior al de los casos anteriores, el hecho de que la tensión de la red esté más bajo no genera una situación de riesgo en el parque, quedando las tensiones en las líneas de media tensión en un 1.067, aún distante de la tensión máxima de 1.1 permitida en los aerogeneradores.

BUS	Nivel de tensión (kV)	tensión (pu)	Energía entregada			%Q frente a P
			P	Q	Cosphi	
SLACK	66.6	1.009	36.6	1.6	0.999	4%
SIDEGASA	66.7	1.011	36.7	2.15	0.998	5.86%
COD_66	68.3	1.035	37.4	4.2	0.994	11%
COD_20	21.3	1.065	38.25	6.9	0.984	18%

Tabla 3.2.3.a. Cumplimiento de la consigna de 5.85% en el punto frontera en condiciones de Vmin.

En la tabla 3.2.3.a se puede ver cómo los valores obtenidos cumplen con los requerimientos, además de ver la variación del factor de potencia desde las propias turbinas hasta el obtenido en el punto frontera.

Dentro de este nivel de tensión hay que evaluar el comportamiento del parque en el otro extremo de la demanda del operador. Se trata de alcanzar un consumo de reactiva de un -9.15% de la activa generada.

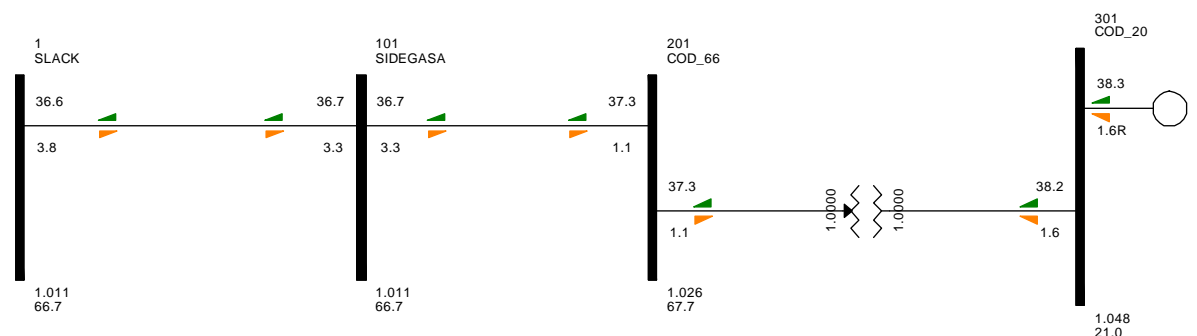


Fig 3.2.3.c. Caso 3 – Nivel máximo de inductiva exigido en la subestación de Sidegasa con tensión de red a 1.011.

Para este caso una vez más el comportamiento inductivo de la línea y del trafo hace que los aerogeneradores deban aportar algo de energía reactiva, en lugar de consumir, situación que se puede ver en la figura 3.2.3.c.

BUS	Nivel de tensión (kV)	tensión (pu)	Energía entregada			%Q frente a P
			P	Q	Cosphi	
SLACK	66.7	1.011	36.6	-3.8	-0.995	-10.38%
SIDEGASA	66.7	1.011	36.7	-3.36	-0.996	-9.16%
COD_66	67.7	1.026	37.3	-1.1	-0.999	-2.95%
COD_20	21	1.050	38.25	1.6	0.999	4.18%

Tabla 3.2.3.b. Cumplimiento de la consigna de -9.15% en el punto frontera en condiciones de Vmin.

Viendo los resultados en la tabla 3.2.3.b manteniendo las máquinas en el parque eólico próximas a factor de potencia unidad es fácil alcanzar la consigna de reactiva requerida en la subestación.

3.2.4 Caso 4: Máxima Generación eólica y mínima tensión en el punto frontera.

Como último caso relacionado con los requerimientos del procedimiento de operación queda validar el comportamiento del parque eólico en condiciones de mínima tensión. Se trata de forzar a la red a que su nivel de tensión baje hasta niveles de 0.95 en por unidad. En ese punto de trabajo es de esperar que el operador de la red pida a las instalaciones generadoras que aporten reactiva al nudo de evacuación, de cara a mantener o incluso elevar ligeramente ese nivel de tensión, para no llegar a valores tan bajos que puedan provocar un colapso en la red por la pronta desconexión de equipos tanto generadores como consumidores de energía.

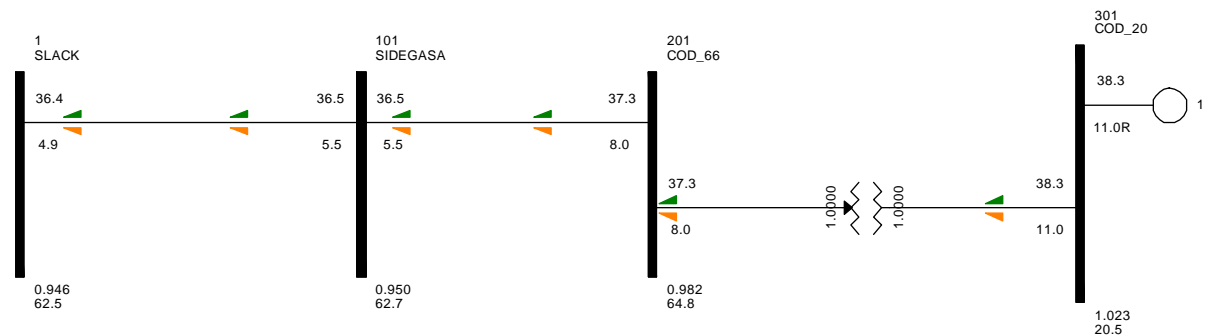


Fig 3.2.4.a. Caso4 – Nivel máximo de capacitiva exigido en la subestación de Sidegasa con tensión de red a 0.95.

Como se puede ver en la figura 3.2.4.a el aporte de energía reactiva de las turbinas es el más alto de los vistos hasta ahora. Sin embargo en este escenario el nivel de tensión en el parque no representa una amenaza a la operación del mismo. La capacidad de generación de reactiva se pone de manifiesto es posible asegurar que este modo de operación es alcanzable por la planta generadora.

BUS	Nivel de tensión (kV)	tesnión (pu)	Energía entregada			%Q frente a P
			P	Q	Cosphi	
SLACK	62.5	0.947	36.4	4.9	0.991	13%
SIDEGASA	62.7	0.950	36.5	5.5	0.989	15.07%
COD_66	64.8	0.982	37.3	8	0.978	21%
COD_20	20.5	1.025	38.25	11	0.961	29%

Tabla 3.2.4.a. Cumplimiento de la consigna de 15% en el punto frontera en condiciones de Vmin 0.95.

En la tabla se ven los valores de factores de potencia en diferentes puntos, hasta alcanzar el deseado en el punto frontera.

A continuación validaremos el otro extremo. Se trata de mantener un factor de potencia unidad en el punto frontera, en condiciones de tensión mínimas según el requerimiento. En este caso el problema plantea una situación de riesgo a valorar, que es superar un valor de tensión mínimo que pueda hacer perder el control de la planta si comienzan a desconectarse turbinas. El fabricante indica que el nivel de tensión mínima es de un 0.90 en por unidad en bornas del generador.

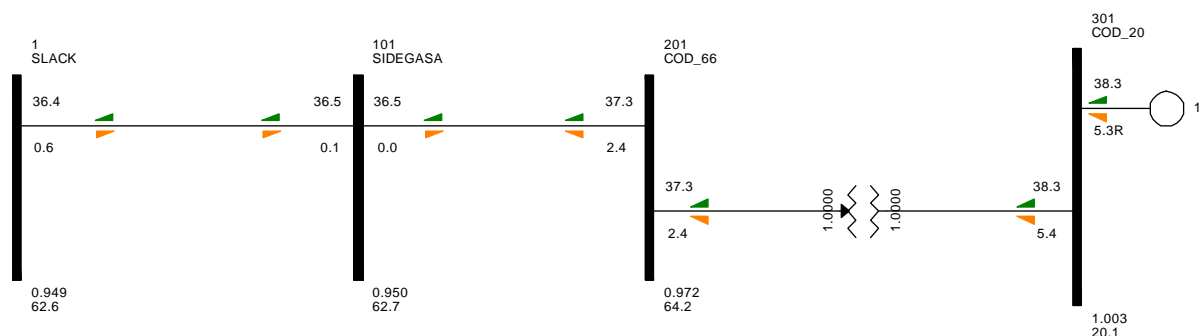


Fig 3.2.4.b. Caso4 – Nivel máximo de inductiva (0%) exigido en la subestación de Sidegasa con tensión de red a 0.95.

Como se constata en el ejercicio no hay peligro de desconexión de las turbinas en este escenario, ya que para alcanzar el factor de potencia unidad en el punto frontera el parque ha de suministrar energía reactiva, lo que tiende a elevar la tensión de las líneas de media tensión y se aleja de ese límite inferior.

En la tabla siguiente se pueden ver los valores de tensión alcanzados en cada punto relevante de la instalación. Como observación interesante hay que comentar que si el lazo de control de tensión no se cierra correctamente con el punto frontera, sino con la propia subestación de parque, como se suele implementar en muchos casos, el resultado del control diferirá mucho de lo esperado y no se podrá realizar correctamente. Basta comprobar la disparidad de resultados que hay entre los valores de la subestación del parque (COD_66) y la del punto frontera.

BUS	Nivel de tensión (kV)	tensión (pu)	Energía entregada			%Q frente a P
			P	Q	Cosphi	
SLACK	62.6	0.948	36.4	-0.6	-0.9999	-1.65%
SIDEGASA	62.7	0.950	36.5	0	1.000	0.00%
COD_66	64.2	0.973	37.3	2.4	0.998	6.43%
COD_20	20.1	1.005	38.25	5.3	0.991	13.86%

Tabla 3.2.4.b. Cumplimiento de la consigna de 0% en el punto frontera en condiciones de V_{min} 0.95.

3.2.5 Caso 5: Efecto de un banco de condensadores en el parque eólico.

En muchas instalaciones se instalan bancos de condensadores, con el fin de aportar un complemento de energía reactiva que supla las deficiencias de las máquinas. Las máquinas poseen la capacidad de generar esa energía reactiva, el problema se presenta por el propio comportamiento de la red.

Instalando el banco de condensadores en la subestación del parque, aumentaría el nivel de tensión del mismo modo que lo hacían los propios aerogeneradores del parque. De cara a determinar si este tipo de infraestructuras es adecuado para poder cumplir con los requerimientos se va a simular la respuesta del conjunto, haciendo que la reactiva la entregue esta instalación y no las turbinas eólicas. El nivel de tensión en bornas de aerogeneradores será algo menor por el efecto de las líneas de media tensión, pero no es relevante en el estudio tal y como se verá más adelante.

El caso que más reactiva ha demandado se ha visto en el punto 3.2.4, con un total de 11 MVar. Además otro caso interesante para estudiar es el del apartado 3.2.2 (4.5 MVar entregados por las turbinas alcanzando un 1.095 los generadores), en el que los niveles de tensión en bornas de las máquinas estaban muy próximos al de desconexión de las mismas.

Se muestra a continuación los resultados del primero de los dos puntos límites.

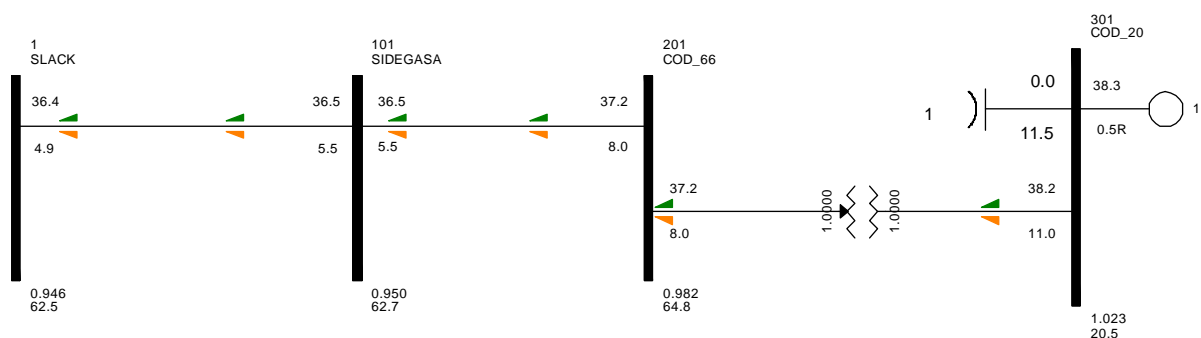


Fig 3.2.5.a. Caso5 – Introducción de baterías de condensadores en subestación de parque en Caso4.

En esta primera comparativa se puede apreciar que el resultado es el mismo. Más adelante se valorarán los pros y los contras de esta solución.

El segundo ejercicio nos muestra el resultado cuando la tensión en barras de subestación es mucho más elevada. Se trata del caso2 visto anteriormente, que aún siendo mucho menor el nivel de reactiva a generar, las situaciones límites son mucho más acusadas.

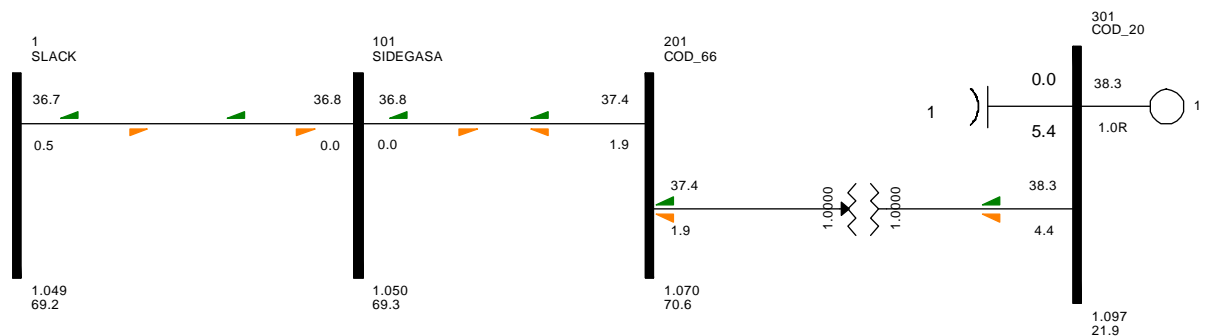


Fig 3.2.5.b. Caso5 – Introducción de baterías de condensadores en subestación de parque en Caso2.

En este segundo ejercicio se vuelven a ver los mismos resultados. Tal vez la tensión en barras de subestación aparecen algo más altas, pero no se considera un cambio importante al tratarse de un modelo simplificado. En realidad las turbinas están distantes de la subestación y la tensión en las barras del generador serán algo menores.

Con este quinto caso se ha querido ver la respuesta de un parque en el caso de que el control de tensión se deba realizar con aporte de reactiva desde dispositivos pasivos como bancos de condensadores. Este puede ser el caso típico en aerogeneradores con rotor de jaula de ardilla, que no poseen capacidad de controlar el consumo de reactiva y mucho menos de generar reactiva.

Evidentemente será mucho más efectivo el control cuantos más saltos tenga la capacidad de baterías de condensadores instalada, pudiendo hacer un control más “fino” que si se dispone toda la capacidad en un par de saltos. También ha de tenerse en cuenta el comportamiento dinámico del banco de condensadores, que presentará una respuesta más brusca que en el caso de que las turbinas regulen de manera suave la energía que entregan a la red.

3.2.6 Caso6: Comportamiento de las líneas subterráneas de media tensión internas del parque eólico.

Un cable subterráneo presenta una reactancia capacitiva en su modelo de mayor relevancia que un cable aéreo, para el mismo nivel de tensión y capacidades de evacuación. A continuación se va a analizar el comportamiento de esta infraestructura a diferentes niveles de carga y generación de reactiva con el fin de determinar si estas líneas pueden ser un factor relevante a la hora de tener en cuenta el control de tensión y la limitación de generación de reactiva que se ha analizado hasta el momento.

En este caso los resultados de la modelización se presentan en modo tabla, listado que genera la aplicación de simulación.

Se va a simular la situación más desfavorable, en condiciones de máxima generación y con los niveles de tensión vistos en Sidegasa (punto frontera) más altos, 1.029 y 1.011.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E															TUE, APR 23 2013 16:20				
EJERCICIO1 CODESAS																			
VALORAR LA CAPACIDAD DE REGULAR V EN SIDEGASA - LÍMITES DE Q																			
<----- BUS DATA ----->															<----- LINE DATA ----->				
FROM	NAME	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO	NAME	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	RATING				
BUS		ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	BJS								%I	SET	A		
1	SLACK	66.0	1.011	0.0	0.0	0.0	0.0	6501	SIDEGASA66.0	1	-36.5	5.0		318	1	****A			
		1	66.73	0.0	0.0	0.0	0.0		M I S M A T C H		36.5	-5.0							
6601	SIDEGASA66.0	1	1.011	0.0	0.0	0.0	0.0	1	SLACK	66.0	1	36.5	-4.4	318	1	****A			
		1	66.70	0.0	0.0	0.0	0.0	6502	COD_66	66.0	1	-36.5	4.4	318	45	700A			
6602	COD_66	66.0	1.029	4.6	0.0	0.0	0.0	6501	SIDEGASA66.0	1	37.2	-2.3		319	46	700A			
		1	67.54	0.0	0.0	0.0	0.0	20300	COD_20	20.0	1	-37.2	2.3	1.000IK	319	66	55M		
20000	COD_20	20.0	1.044	8.5	0.0	0.0	0.0	6502	COD_66	66.0	1	38.1	0.4	1.000UN	1054	66	55M		
		1	20.87	0.0	0.0	0.0	0.0	20107	COD1_15	20.0	1	-8.5	-0.1	234	44	529A			
20101	COD1_02	20.0	1.047	8.7	0.9	0.0	0.0	20117	COD1_33	20.0	1	-8.5	-0.1	234	44	529A			
		1	20.93	0.0	0.0	0.0	0.0	20211	COD2_29	20.0	1	-9.3	-0.1	258	49	529A			
20102	COD1_03	20.0	1.047	8.7	0.9	0.0	0.0	20214	COD2_44	20.0	1	-11.8	-0.1	327	62	529A			
		1	20.94	0.0	0.0	0.0	0.0	20102	COD1_03	20.0	1	-0.8	0.0	23	9	250A			
20103	COD1_09	20.0	1.046	8.6	0.9	0.0	0.0	20103	COD1_09	20.0	1	1.7	0.0	47	19	250A			
		1	20.91	0.0	0.0	0.0	0.0	20101	COD1_02	20.0	1	0.8	0.0	23	9	250A			
20104	COD1_10	20.0	1.046	8.7	0.9	0.0	0.0	20101	COD1_02	20.0	1	-1.7	0.0	70	19	250A			
		1	20.93	0.0	0.0	0.0	0.0	20104	COD1_10	20.0	1	-2.5	0.0	47	28	250A			
20105	COD1_11	20.0	1.047	8.7	0.9	0.0	0.0	20117	COD1_33	20.0	1	5.1	0.0	141	27	529A			
		1	20.94	0.0	0.0	0.0	0.0	20103	COD1_09	20.0	1	2.5	0.0	70	28	250A			
20106	COD1_12	20.0	1.047	8.7	0.9	0.0	0.0	20105	COD1_11	20.0	1	-1.7	0.0	47	19	250A			
		1	20.94	0.0	0.0	0.0	0.0	20104	COD1_10	20.0	1	1.7	0.0	47	19	250A			
		1	20.94	0.0	0.0	0.0	0.0	20106	COD1_12	20.0	1	-0.8	0.0	23	9	250A			
		1	20.94	0.0	0.0	0.0	0.0	20105	COD1_11	20.0	1	0.8	0.0	23	9	250A			

20107	COD1_16	20.0	1	1.046	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0								
			1	20.92		0.0H	0.0	0.0	20000 COD_20	20.0	1	8.5	0.0	234	44	529A	
20108	COD1_17	20.0	1	1.046	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0	20108 COD1_17	20.0	1	-7.6	0.0	211	51	415A
			1	20.93		0.0H	0.0	0.0	20107 COD1_16	20.0	1	7.6	0.0	211	51	415A	
20109	COD1_18	20.0	1	1.047	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0	20109 COD1_18	20.0	1	-6.8	0.0	187	59	315A
			1	20.94		0.0H	0.0	0.0	20108 COD1_17	20.0	1	6.8	0.0	187	59	315A	
20110	COD1_19	20.0	1	1.048	8.8	0.9	0.0	0.0	0.0	20110 COD1_19	20.0	1	-5.9	0.0	164	52	315A
			1	20.97		0.0H	0.0	0.0	20109 COD1_18	20.0	1	5.9	0.0	164	52	315A	
20111	COD1_20	20.0	1	1.049	8.8	0.9	0.0	0.0	0.0	20111 COD1_20	20.0	1	-5.1	0.0	140	56	250A
			1	20.98		0.0H	0.0	0.0	20110 COD1_19	20.0	1	5.1	0.0	140	56	250A	
20112	COD1_21	20.0	1	1.050	8.8	0.9	0.0	0.0	0.0	20112 COD1_21	20.0	1	-4.2	0.0	117	47	250A
			1	20.99		0.0H	0.0	0.0	20111 COD1_20	20.0	1	4.2	0.0	117	47	250A	
20113	COD1_22	20.0	1	1.050	8.8	0.9	0.0	0.0	0.0	20113 COD1_22	20.0	1	-3.4	0.0	93	37	250A
			1	21.00		0.0H	0.0	0.0	20112 COD1_21	20.0	1	3.4	0.0	93	37	250A	
20114	COD1_23	20.0	1	1.050	8.8	0.9	0.0	0.0	0.0	20114 COD1_23	20.0	1	-2.5	0.0	70	28	250A
			1	21.01		0.0H	0.0	0.0	20113 COD1_22	20.0	1	2.5	0.0	70	28	250A	
20115	COD1_24	20.0	1	1.051	8.8	0.9	0.0	0.0	0.0	20115 COD1_24	20.0	1	-1.7	0.0	47	19	250A
			1	21.02		0.0H	0.0	0.0	20114 COD1_23	20.0	1	1.7	0.0	47	19	250A	
20116	COD1_25	20.0	1	1.051	8.8	0.9	0.0	0.0	0.0	20116 COD1_25	20.0	1	-0.8	0.0	23	9	250A
			1	21.03		0.0H	0.0	0.0	20115 COD1_24	20.0	1	0.8	0.0	23	9	250A	
20117	COD1_38	20.0	1	1.044	8.5	0.9	0.0	0.0	0.0								
			1	20.89		0.0H	0.0	0.0	20100 COD_20	20.0	1	8.5	0.1	235	44	529A	
20118	COD1_39	20.0	1	1.045	8.6	0.9	0.0	0.0	0.0	20103 COD1_09	20.0	1	-5.1	-0.1	141	27	529A
			1	20.90		0.0H	0.0	0.0	20118 COD1_39	20.0	1	-2.5	0.0	70	28	250A	
20119	COD1_40	20.0	1	1.045	8.6	0.9	0.0	0.0	0.0	20117 COD1_38	20.0	1	2.5	0.0	70	28	250A
			1	20.90		0.0H	0.0	0.0	20119 COD1_40	20.0	1	-1.7	0.0	47	19	250A	
20120	COD1_41	20.0	1	1.045	8.6	0.9	0.0	0.0	0.0	20118 COD1_39	20.0	1	1.7	0.0	47	19	250A
			1	20.91		0.0H	0.0	0.0	20120 COD1_41	20.0	1	-0.8	0.0	23	9	250A	
20201	COD2_01	20.0	1	1.049	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0								
			1	20.98		0.0H	0.0	0.0	20206 COD2_03	20.0	1	0.8	0.0	23	9	250A	
20202	COD2_04	20.0	1	1.050	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0								
			1	21.00		0.0H	0.0	0.0	20203 COD2_05	20.0	1	0.8	0.0	23	9	250A	
20203	COD2_05	20.0	1	1.050	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0								
			1	21.00		0.0H	0.0	0.0	20202 COD2_04	20.0	1	-0.8	0.0	23	9	250A	
20204	COD2_06	20.0	1	1.050	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0	20204 COD2_05	20.0	1	1.7	0.0	47	19	250A
			1	20.99		0.0H	0.0	0.0	20203 COD2_05	20.0	1	-1.7	0.0	47	19	250A	
20205	COD2_07	20.0	1	1.049	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0	20205 COD2_07	20.0	1	2.5	0.0	70	28	250A
			1	20.98		0.0H	0.0	0.0	20204 COD2_05	20.0	1	-2.5	0.0	70	28	250A	
20206	COD2_08	20.0	1	1.049	8.7	0.9	0.0	0.0	0.0	20206 COD2_08	20.0	1	3.4	0.0	93	37	250A
			1	20.97		0.0H	0.0	0.0	20201 COD2_01	20.0	1	-0.8	0.0	23	9	250A	
20207	COD2_13	20.0	1	1.046	8.6	0.9	0.0	0.0	0.0	20205 COD2_07	20.0	1	-3.4	0.0	93	37	250A
			1	20.91		0.0H	0.0	0.0	20207 COD2_13	20.0	1	5.1	0.0	140	56	250A	
			1	1.046	8.6	0.9	0.0	0.0	0.0								
			1	20.91		0.0H	0.0	0.0	20206 COD2_03	20.0	1	-5.1	0.0	140	56	250A	
			1	1.046	8.6	0.9	0.0	0.0	0.0	20211 COD2_23	20.0	1	5.9	0.0	164	40	415A
			1	20.91		0.0H	0.0	0.0	20207 COD2_13	20.0	1	5.1	0.0	140	56	250A	

De estos resultados se puede decir que los cables subterráneos en el parque eólico no representan un problema frente al comportamiento de la energía reactiva. Se pone de manifiesto la pérdida de activa en los tramos más largos con menor sección. Sin embargo el mayor consumo de reactiva lo presentan el transformador de potencia de la subestación del parque eólico y la propia línea aérea de evacuación, que al ser un conductor de 20 km su inductancia cobra un protagonismo especial en condiciones de máxima generación.

Se puede ver que los aerogeneradores han ajustado la salida para mantener en sus bornas un coseno de ϕ igual a 1. A pesar de ello las tensiones en bornas de generador están muy próximas a la de desconexión por máxima tensión, sobre todo en las máquinas más distantes, por lo que la generación de reactiva en estas condiciones no es recomendable por la posibilidad de que algunas máquinas podrían desconectarse. Deberá ser el propio algoritmo de control de tensión implementado en la subestación el que asigne el reparto de reactiva a las máquinas en función de su posición en el unifilar del parque. Las máquinas más próximas deberán aportar más reactiva que las más lejanas, para permitir que la tensión en estas últimas sea más baja.

A continuación se muestran los resultados de una simulación similar, en este caso los aerogeneradores tampoco aportan reactiva a la red, y la situación en el punto frontera es límite, con el mayor valor de tensión. Todos los valores de tensión que ven las máquinas han superado ligeramente el límite de 1.06, por lo que el control de la máquina haría que empezaran a consumir ligeramente reactiva para bajar esas tensiones en bornas de la máquina. Una vez más se pone de manifiesto el carácter local del control de tensión y la complejidad que trae consigo el implementarlo en disposiciones de generadores con grandes líneas de interconexión con el punto de evacuación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E										TJE, APR 23 2013 16:20									
EJERCICIO1 CODESAS																			
VALORAR LA CAPACIDAD DE REGULAR V EN SIDEGASA - LÍMITES DE Q																			
<----- BUS DATA ----->										<----- LINE DATA ----->									
FROM	NAME	AREA	VOLT	ANGLE	GEN	LOAD	SHUNT	TO	NAME	CKT	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATIO	ANGLE	AMPS	RATING	SET	A
BUS		ZONE	PU/KV		MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS									%I		
1	SLACK	66.0	1	1.011	0.0	0.0	0.0	6601	SIDEGASA66.0	1	-36.5	5.0				318	1	****A.	
			1	66.73		0.0	0.0		M I S M A T C H		36.5	-5.0							
6601	SIDEGASA66.0	66.0	1	1.011	0.0	0.0	0.0									318	1	****A.	
			1	66.70		0.0	0.0		1	SLACK	66.0	1	36.5	-4.4		318	1	****A.	
6602	COD_66	66.0	1	1.023	4.6	0.0	0.0		6602	COD_66	66.0	1	-36.5	4.4		318	45	700A.	
			1	67.54		0.0	0.0												
20000	COD_20	20.0	1	1.044	8.5	0.0	0.0		6601	SIDEGASA66.0	1	37.2	-2.3			319	46	700A.	
			1	20.87		0.0	0.0		20000	COD_20	20.0	1	-37.2	2.3	1.000LK	319	66	55M	
									6602	COD_66	66.0	1	38.1	0.4	1.000JN	1054	66	55M	
20101	COD1_02	20.0	1	1.047	8.7	0.9	0.0		20107	COD1_16	20.0	1	-8.5	-0.1		234	44	529A.	
			1	20.93		0.0H	0.0		20117	COD1_38	20.0	1	-8.5	-0.1		235	44	529A.	
20102	COD1_03	20.0	1	1.047	8.7	0.9	0.0		20211	COD2_29	20.0	1	9.3	0.1		258	19	250A.	
			1	20.94		0.0H	0.0		20214	COD2_44	20.0	1	-11.8	-0.1		327	62	529A.	
20103	COD1_09	20.0	1	1.046	8.6	0.9	0.0												
			1	20.91		0.0H	0.0		20102	COD1_03	20.0	1	-0.8	0.0		23	9	250A.	
									20103	COD1_09	20.0	1	1.7	0.0		47	19	250A.	
20104	COD1_10	20.0	1	1.046	8.7	0.9	0.0		20101	COD1_02	20.0	1	0.8	0.0		23	9	250A.	
			1	20.93		0.0H	0.0												
20105	COD1_11	20.0	1	1.047	8.7	0.9	0.0		20101	COD1_02	20.0	1	-1.7	0.0		47	19	250A.	
			1	20.94		0.0H	0.0		20104	COD1_10	20.0	1	-2.5	0.0		70	28	250A.	
20106	COD1_12	20.0	1	1.047	8.7	0.9	0.0		20117	COD1_38	20.0	1	5.1	0.0		141	27	529A.	
			1	20.94		0.0H	0.0												
									20103	COD1_09	20.0	1	2.5	0.0		70	28	250A.	
									20105	COD1_11	20.0	1	-1.7	0.0		47	19	250A.	
									20104	COD1_10	20.0	1	1.7	0.0		47	19	250A.	
									20106	COD1_12	20.0	1	-0.8	0.0		23	9	250A.	
									20105	COD1_11	20.0	1	0.8	0.0		23	9	250A.	
20107	COD1_16	20.0	1	1.046	8.7	0.9	0.0												
			1	20.92		0.0H	0.0		20000	COD_20	20.0	1	8.5	0.0		234	44	529A.	
20108	COD1_17	20.0	1	1.046	8.7	0.9	0.0		20108	COD1_17	20.0	1	-7.6	0.0		211	51	415A.	
			1	20.93		0.0H	0.0												
20109	COD1_18	20.0	1	1.047	8.7	0.9	0.0		20107	COD1_16	20.0	1	7.6	0.0		211	51	415A.	
			1	20.94		0.0H	0.0		20109	COD1_18	20.0	1	-6.8	0.0		187	59	315A.	
20110	COD1_19	20.0	1	1.048	8.8	0.9	0.0												
			1	20.97		0.0H	0.0		20108	COD1_17	20.0	1	6.8	0.0		187	59	315A.	
20111	COD1_20	20.0	1	1.049	8.8	0.9	0.0		20110	COD1_19	20.0	1	-5.9	0.0		164	52	315A.	
			1	20.98		0.0H	0.0		20109	COD1_18	20.0	1	5.9	0.0		164	52	315A.	
20112	COD1_21	20.0	1	1.050	8.8	0.9	0.0		20111	COD1_20	20.0	1	-5.1	0.0		140	56	250A.	
			1	20.99		0.0H	0.0		20110	COD1_19	20.0	1	5.1	0.0		140	56	250A.	
20113	COD1_22	20.0	1	1.050	8.8	0.9	0.0		20112	COD1_21	20.0	1	-4.2	0.0		117	47	250A.	
			1	21.00		0.0H	0.0												
20114	COD1_23	20.0	1	1.050	8.8	0.9	0.0		20111	COD1_20	20.0	1	4.2	0.0		117	47	250A.	
			1	21.01		0.0H	0.0		20113	COD1_22	20.0	1	-3.4	0.0		93	37	250A.	
20115	COD1_24	20.0	1	1.051	8.8	0.9	0.0												
			1	21.02		0.0H	0.0		20112	COD1_21	20.0	1	3.4	0.0		93	37	250A.	
20116	COD1_25	20.0	1	1.051	8.8	0.9	0.0		20114	COD1_23	20.0	1	-2.5	0.0		70	28	250A.	
			1	21.03		0.0H	0.0												
20117	COD1_38	20.0	1	1.044	8.5	0.9	0.0		20113	COD1_22	20.0	1	2.5	0.0		70	28	250A.	
			1	20.89		0.0H	0.0		20115	COD1_24	20.0	1	-1.7	0.0		47	19	250A.	
20118	COD1_39	20.0	1	1.045	8.6	0.9	0.0												
			1	20.90		0.0H	0.0		20114	COD1_23	20.0	1	1.7	0.0		47	19	250A.	
									20116	COD1_25	20.0	1	-0.8	0.0		23	9	250A.	
									20115	COD1_24	20.0	1	0.8	0.0		23	9	250A.	
									20000	COD_20	20.0	1	8.5	0.1		235	44	529A.	
									20103	COD1_09	20.0	1	-5.1	-0.1		141	27	529A.	
									20110	COD1_39	20.0	1	-2.5	0.0		70	20	250A.	
									20117	COD1_38	20.0	1	2.5	0.0		70	28	250A.	
									20119	COD1_40	20.0	1	-1.7	0.0		47	19	250A.	

3.2.7 Caso 7: Comportamiento de la línea de evacuación a distintos regímenes de carga.

El comportamiento de la línea para la regulación de tensión, y del factor de potencia, es relevante en el caso de líneas de gran longitud. En primer lugar se va a realizar una simulación del efecto de la línea actual, de 20 km de longitud, con el parque a plena carga, a un 40% y a un 20%.

En cualquiera de las tres situaciones se tratará de mantener en el punto frontera un mismo objetivo de coseno de Phi o factor de potencia, de -0.989 (Inductivo), que suele ser la consigna habitual demandada por el Operador del sistema en ese punto.

Carga %	FP	P gen	Q gen	P entregada	Q MVar	FP entregado
100	0.99991455	38.25	-0.5	36.6	-5.47	-0.989
40	0.99516709	15.3	-1.5	15	-2.20	-0.989
20	0.99137044	7.65	-1	7.5	-1.10	-0.989

Tabla 3.2.7. Diferentes regímenes de carga para la línea.

En la tabla se tienen los valores de activa y reactiva que debemos encontrarnos en el punto frontera para ese factor de potencia. Sin embargo mostraremos al final los factores de potencia que se tendrán en el parque para cada una de las situaciones.

Es de esperar que en condiciones de baja generación de activa el efecto de la línea cobre protagonismo e implique un cambio en las consignas de reactiva del parque.

Otro elemento que toma especial relevancia va a ser el transformador de potencia al tratarse de un elemento puramente inductivo y que modifica considerablemente el consumo de reactiva en ese punto.

En el caso de tener el parque a potencia nominal el esquema de la simulación queda como se muestra en la figura.

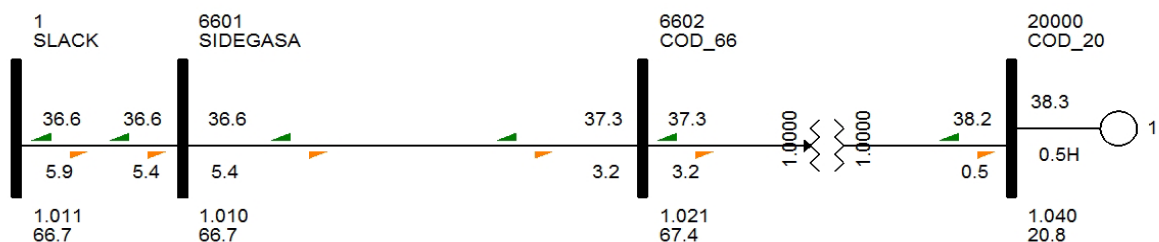


Fig 3.2.4.1 Escenario de máxima generación de activa con factor de potencia controlado en punto frontera.

Estando a plena potencia se observa que el efecto inductivo del transformador de potencia es muy relevante. La planta generadora apenas consume energía reactiva, sin embargo la línea y el transformador representan el 90% del consumo de reactiva.

Si ponemos la planta en otro régimen de funcionamiento, por ejemplo a un 40% de la nominal, vemos en la simulación como el efecto del transformador y la línea es mucho menos significativa. En este caso tan sólo el 30% de la reactiva consumida por el conjunto se “queda” en la línea y el trafo, el resto lo consumen los aerogeneradores para poder mantener el factor de potencia en la subestación del punto frontera de Sidegasa.

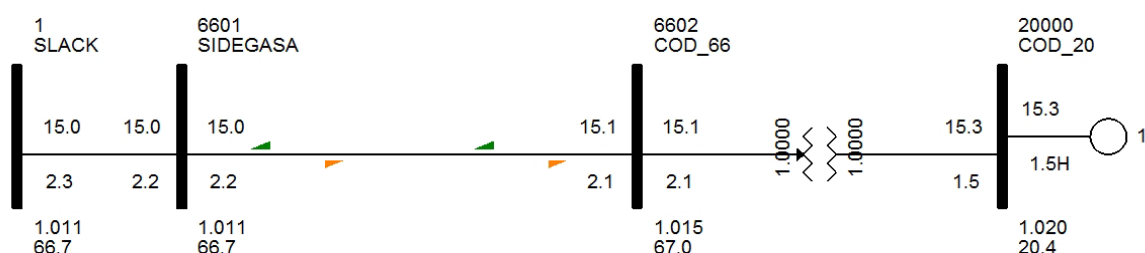


Fig 3.2.4.2 Escenario de generación al 40% de activa con factor de potencia controlado en punto frontera.

Si el parque eólico genera a muy bajo régimen, al 20% de la nominal instalada, la instalación presenta estos resultados.

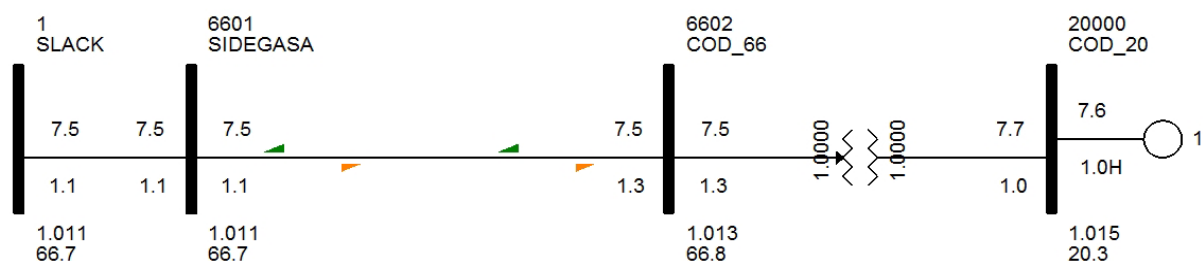


Fig 3.2.4.3 Escenario de generación al 20% de activa con factor de potencia controlado en punto frontera.

A muy bajos niveles de carga las líneas aéreas presentan un comportamiento capacitivo que puede ser relevante. En este caso se ve como la línea aporta 0,2 MVar, mientras que el transformador consume 0,3 MVar.

Este efecto es más relevante cuanto mayor longitud tenga la línea, es decir, en instalaciones de generación muy distantes de los puntos de consumo o de entrega de la energía, como son los parques eólicos terrestres en España.

3.3 Análisis de resultados.

Del análisis de las situaciones límite se puede observar la evolución de los niveles de tensión en distintos puntos de la instalación. En la tabla siguiente se han resumido parte de estos valores con el fin de poder analizar de un modo global los resultados obtenidos.

En general se ha visto como la planta analizada ha soportado sin problemas cualquiera de los puntos de trabajo en los que se ha analizado, partiendo de los requerimientos que el borrador del procedimiento de operación ha marcado.

Sidegasa				
Consigna de V	0.95	1.011	1.032	1.05
Parque eólico				
Lím. Capacitivo	1.025	1.065	1.083	1.095
Lím. Inductivo	1.005	1.050	1.065	1.080

Tabla 3.3 .Tensiones en el parque eólico en cada escenario simulado.

Es fácil destacar que los escenarios más críticos, o que presentan mayor incertidumbre, son aquellos en los que la tensión de red es elevada. De hecho, aunque se ha constatado que la planta era capaz de trabajar con tensiones en el nudo de evacuación cercanas al 1.05 p.u., las tensiones que se presentan en bornas de máquina son elevadas y hay riesgo de desconexión si la tensión aumenta.

Por el contrario, en condiciones de red más favorables, con tensiones menores, el valor que toma la tensión en el parque eólico es aceptable y no hay riesgo de perder turbinas en la generación. Se ha visto como la planta aportaba la reactiva necesaria, bien a través de las turbinas, o bien desde la propia subestación del parque mediante dispositivos pasivos como baterías de condensadores. En cualquiera de los escenarios el comportamiento era adecuado.

Visto esto habrá se pueden sacar algunas conclusiones, válidas no sólo para el parque piloto objeto del proyecto, sino para el análisis de cualquier parque eólico formado por turbinas con generador asíncrono, sean doblemente alimentadas o de jaula de ardilla conectadas a la red.

Se va a tratar en distintos apartados cómo pueden afectar al control de tensión distintos factores relativos a la generación eólica.

3.3.1 Nivel de recurso eólico.

Del mismo modo que la demanda condiciona el nivel de tensión del punto frontera, otro factor que no es controlable por el operador del sistema es el de la generación eólica. Es posible predecir con una antelación de pocas horas la producción eólica que se va a tener en un punto, con un nivel de confianza del 90%. Si el plazo de la previsión aumenta por encima de los tres días la incertidumbre es muy alta, pudiendo tener errores de más del 50% en la previsión dada.

El parque eólico en su conjunto tendrá mayor capacidad de controlar la tensión en condiciones de poca generación eólica, siempre que el recurso sea el suficiente para que las turbinas estén acopladas y el control de las mismas esté habilitado para aportar o consumir los niveles límite de reactiva que se han visto. En el caso de que la generación eólica sea muy alta el factor de potencia de la planta se ve reducido y los generadores podrán alcanzar algunos valores siempre que no se superen los valores límite de tensión en barras de cada una de las turbinas.

De este modo el nivel de generación junto con la variación de la curva de demanda hace que el escenario para el control de tensión sea complejo y puede poner a las turbinas en condiciones límite que haga que los aerogeneradores se desconecten de la red, o que no se cumplan las premisas de control de tensión demandadas por el operador del sistema.

3.3.2 Potencia del trafo adecuada.

Como se ha podido comprobar en cualquiera de los escenarios el transformador de potencia del parque es la máquina que mayor impacto tiene en el factor de potencia del parque. Se trata de una carga puramente inductiva que tiende a retrasar la corriente de una manera significativa. En muchos casos se puede ver cómo la potencia del transformador de un parque eólico es un 20-50% superior a la potencia nominal total instalada en el parque eólico fruto de la suma de las potencias nominales de todas las turbinas que conforman el parque. Las razones de este sobredimensionamiento vienen determinadas por estrategias de

ampliaciones futuras, en previsión de maduración de proyectos que se encuentran en tramitación en la Administración.

Estos parques en operación ven cómo el efecto inductivo de este elemento les perjudica, no sólo para el control de tensión, sino porque el aporte de corriente en caso de cortocircuito es mucho mayor que el que debería ser si el transformador estuviera bien dimensionado.

En relación con los transformadores de potencia hay que mencionar que es muy favorable que el equipo posea regulación en carga, ya que permite ajustar el nivel de tensión de las líneas de media del parque a rangos de seguridad que reducen la posibilidad de disparo de las turbinas, a pesar de la tensión de la red esté en valores altos. La mejora del comportamiento de la instalación con un transformador con regulación en carga se puede apreciar notablemente en el caso de que se disponga de sistemas pasivos o activos de control de factor de potencia en la subestación del parque, ya que estos elementos modificarán la tensión de ese punto al alza o a la baja y esta variación es compensada por la regulación del transformador.

3.3.3 Secciones de cables subterráneos y longitudes de los tendidos.

Dado que los trazados de los cables subterráneos en las líneas de media tensión del parque no son excesivamente grandes no se ha podido apreciar un efecto ni en las tensiones ni en la reactiva del parque eólico. En tiempo real se ha observado cómo las variaciones de tensión entre puntos extremos del parque eólico no superan los 3 voltios, lo que corrobora lo analizado con la simulación.

Sin embargo si hay que tener presente que la distancia de los tendidos es relevante. En el caso de tener un parque en estudio con una distancia de más de 2 km sería conveniente analizar el comportamiento de ese tramo para la caída de tensión como para el efecto de su reactancia y capacitancia frente a la generación de reactiva del parque.

3.3.4 La línea de evacuación.

El efecto capacitivo de la línea se pone de manifiesto en condiciones de poca carga del cable. Esto se da cuando la generación eólica es baja, y en esos casos se puede ver que el

propio cable aporta reactiva al punto de conexión. La capacitancia de la línea está relacionada con la sección de los conductores, la disposición de los conductores en los apoyos, distancias entre conductores y tierra.

Del mismo modo que pasa con los transformadores de potencia, se pueden encontrar parques eólicos con líneas de evacuación sobredimensionadas, a la espera de futuras ampliaciones. En esas condiciones las líneas están prácticamente todo el tiempo en condiciones de baja carga, siendo relevante el efecto capacitivo de la línea. En esos casos el dar un factor de potencia inductivo en el punto de entrega de la energía se hace complicado si el número de turbinas es pequeño. Deberá tenerse en cuenta antes de asumir que la planta es capaz de hacer el control de tensión.

3.3.5 Tipo de Subestación en el punto frontera.

Existen agrupaciones de parques que vierten su energía a una única posición dentro de una subestación de la red de transporte. Estas posiciones tienen la virtud de poseer un nivel de tensión muy estable, y es raro que las variaciones de tensión exigidas por el operador del sistema vayan más allá del 2% de la tensión media en ese punto.

Además la posición suele poseer un transformador elevador, que pasa de la tensión de evacuación de los parques eólicos (66 kV ó 132 kV suele ser lo habitual) a la de la red de transporte de 220 kV, que tiene regulación en carga, haciendo aún más reducida la variación de la tensión en los parques de la zona.

Asumir el reto de responder a las consignas del operador del sistema en este tipo de condiciones es abordable para aquellos parques con turbinas DFIG (doblemente alimentadas), relativamente modernas y con capacidad de controlar la reactiva como las que se han visto en el ejercicio del proyecto. La estabilidad de la red en este caso es una ventaja para asumir un control de tensión.

Sin embargo la red de distribución, como ya se ha comentado, es mucho más sensible y las variaciones de la tensión en estos puntos son grandes. Esto obliga a la planta a controlar la generación o consumo de reactiva para no alcanzar niveles de tensión en parque peligrosos, ya que la referencia del punto frontera también cambia. En estos casos es importante analizar todos los factores de cara a determinar si con la planta podemos cumplir

los rangos de variación de consumo y generación de reactiva demandados para cualquier escenario de demanda y generación. Sin embargo se puede ver esta debilidad de las redes de distribución como una ventaja a la hora de integrar la energía eólica en las redes de distribución, ya que los aerogeneradores más modernos están provistos de la tecnología suficiente para realizar un control de tensión e incluso contribuir a mejorar la calidad de la red en esa zona. De este modo el impacto de los parques eólicos en las zonas colindantes a los propios parques puede ser beneficioso para los clientes de las compañías distribuidoras.

3.3.6 Tipo de aerogenerador.

La capacidad de generación o consumo de reactivo viene determinado por la tipología de máquina instalada en el parque. Las máquinas con generador asíncrono (rotor bobinado Optislip, jaula de ardilla,...) no poseen capacidad de control de la reactiva que consumen salvo introduciendo o quitando bancos de condensadores en las bornas de la máquina.

Las máquinas con generador asíncrono doblemente alimentado, o las Full Converter, presentan una buena disposición al control de tensión y es en estos casos en los que merece la pena el estudio para acometer el cumplimiento del procedimiento de operación.

3.3.7 Existencia de sistemas activos-pasivos en SET de parque.

Ya se ha comentado que estos sistemas (STATCOM, Baterías de condensadores,...) son empleados comúnmente para regular el factor de potencia en barras de subestación de parque. Sin embargo hacen variar, al igual que lo hacen las turbinas cuando varían la generación de reactiva, la tensión de la red del parque. El hecho de poder contar con un transformador con regulación en carga permite que estos elementos ayuden a controlar el factor de potencia sin exceder los valores de tensión límites.

Sin embargo las limitaciones al control de tensión vienen marcadas por la proximidad o no del punto frontera y por la respuesta dinámica de estos elementos, que hay que tener en cuenta para el control de tensión, y no por los elementos que poseen capacidad de generar reactiva, tal y como se ha visto en el ejercicio.

4. CONCLUSIONES

Abordar la decisión de si una instalación puede cumplir los requerimientos planteados en el borrador del procedimiento de operación P.O.7.5 es una tarea que va más allá del análisis de la configuración de las propias turbinas que conforman el parque.

Está claro que en aquellas tecnologías en las que el control de energía reactiva se realice a través de bancos de condensadores en la propia turbina, además de las baterías de condensadores u otros sistemas de control activos o pasivos que se puedan instalar en subestación, el control de tensión será más complicado ya que la dinámica de respuesta de los bancos de condensadores no es la misma que la de una máquina doblemente alimentada o las Full converter. Será preciso realizar algún ensayo en campo de cara a determinar que la velocidad de respuesta es suficiente para dar respuesta a los requerimientos del sistema.

No obstante del presente estudio se pueden extraer unas conclusiones generales, válidas para el análisis de cualquier parque eólico.

En primer lugar se ha visto que los elementos que más condicionan el control de reactiva son, además del propio generador, las líneas de evacuación y el transformador de potencia del parque. Se ha visto como a potencias altas, cercanas a la nominal, el efecto de estos elementos era tal que la mayor parte del consumo de reactiva que demanda la instalación viene de ambas infraestructuras. Los aerogeneradores con rotor cortocircuitado o de jaula de ardilla suelen llevar bancos de condensadores en cada máquina que les permite

trabajar en rangos de factor de potencia casi unitarios. De este modo bastaría con disponer de los elementos necesarios que compensen el efecto de líneas y transformadores, de cara a poder establecer el factor de potencia deseado en el punto frontera.

A modo de resumen se puede concluir que estos son los elementos a tener en cuenta a la hora de valorar si un parque eólico es capaz de cumplir los requisitos del procedimiento para control de tensión:

1. Los escenarios a analizar más críticos son aquellos en los que los niveles de tensión son más elevados. En ese caso habrá que modelar la respuesta del conjunto para determinar hasta qué factor de potencia capacitivo se puede alcanzar en el punto frontera. Se ha visto que bien con bancos de condensadores o con la propia capacidad de generación de las máquinas (si son doblemente alimentadas) bastaría para compensar el consumo de reactiva de líneas y trafos y poder mantener un factor de potencia unitario en el punto frontera (que es lo que va a exigir el operador del sistema en esas condiciones). Sin embargo cuanto más largas sean las líneas de evacuación, menor sea el nivel de tensión al que evacuemos y mayor potencia tengan los transformadores, mayor será el esfuerzo que deba hacer nuestra planta para alcanzar ese límite de factor de potencia unitario. Si las líneas llegaran a ser extremadamente largas podría darse el caso de no poder alcanzar la consigna del operador en esas condiciones.
2. Hay que valorar otros aspectos a la hora de decidir si una instalación se adhiere a la modalidad A o no. Los parques que no asuman el control de tensión serán los primeros en ser limitados por el operador del sistema cuando existan excedentes de generación. En ese caso es posible que el parque se adhiera a la modalidad A, aun asumiendo el riesgo de no cumplir con la consigna de tensión demandada. Los aerogeneradores reducirán la generación o consumo de reactiva para evitar que se desacoplen de la red, mantendrán las turbinas generando la potencia activa que corresponda con el recurso eólico del momento, y se someterá a una penalización del operador del sistema que en algunos casos puede ser mejor que la penalización de desconectar toda la planta si estamos en condiciones de saturación de la red.


5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Wind Energy – The Facts: Part II Grid Integration”. EWEA 2008. (Frans Van Hulle & Paul Gardner).
- [2] “Power System – Analysis and Design”. (J. Duncan Glover; Mulukutla S.Sarma; Thomas J. Overbye).
- [3] “Results of implementing voltage control strategies in a cluster within the TWENTIES project framework”. (J.C. Pérez, C.Combarros).
- [4] “Investigation of different load changes in wind farm by using FACTS devices”. (M. Kenan Dösoglu, Ali Öztürk).
- [5] “Static compensator for maintaining voltage stability of wind farm integration to a distribution network”. (N. Aouzellag Lahaçani, B. Mendil).
- [6] “Reactive power dispatch in wind farms using particle swarm optimization technique and feasible solution search”. (Marcela Martinez-Rojas, Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, Antonio Sudrià-Andreu).
- [7] “Wind Farm – A power source in future power systems”. (Z.Chen, F. Blaabjerg).
- [8] “Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation”. (Iñigo Martinez de Alegría, Jon Andreu, Jose Luis Martín, Pedro Ibañez, José Luis Villate, Haritza Camblong).
- [9] “Integration of Wind Power in Medium Voltage Networks – Voltage control and Losses”. Lund University – 2011 (Ingmar Leijbe).
- [10] “Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms”. (J.L. Rodríguez-Amenedo, S. Arnaltes, M.A. Rodríguez).
- [11] “Adaptación de parques eólicos al P.O.7.5”. Acciona Energía - 2012 (Pablo Lorenzo Sotelo).
- [12] “Up to Date del Ministerio de Energía y Turismo sobre el P.O.7.5”. MIET - 2012 (Santiago Caravantes Moreno).
- [13] “¿Por qué es necesario el P.O.7.5?”. presentación de Red Eléctrica de España REE – 2012 (Tomás Domínguez).
- [14] “Wind Power in Power Systems”. Royal Institute of Technology – Sweden – 2005. (Thomas Ackermann).

- [15] “Doubly Fed Induction Machine: Modelling and control for wind energy generation” IEEE Press 2011. (Gonzalo Abad, Jesús López, Miguel A. Rodríguez, Luis Marroyo, Grzegorz Iwanski).
- [16] “Wind Power Plant Capabilities – Operate Wind Farms like Conventional Power Plants”. EWEC 2009. (K.Rohrig, B.Lange, A. Gesino, M.Wolff).
- [17] “Transmission and Distribution Electrical Engineering”. (Colin Bayliss, Brian Hardy).
- [18] “Modelling wind farms for grid disturbance studies”. CIRCE 2008 (Miguel García-Gracia, M.Paz Comech, Jesús Sallán, Andrés Llombart).
- [19] “Modeling of Wind Turbines for Power System Studies”. (Tomas Petru, Torbjörn Thiringer).
- [20] “Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds”. (L.M. Fernández, C.A. García, J.R. Saenz, F. Jurado).
- [21] “Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines”. (L.M. Fernández, J.R. Saenz, F. Jurado).
- [22] “Wind farm electrical power production model for load flow analysis. (Isidoro Segura-Heras, Guillermo Escrivá-Escrivá, Manuel Alcázar-Ortega).
- [23] “Modeling Wind Farms for Power System Load Flow and Stability Studies”. (Yuriy Kazachkov, Senior Member, IEEE, and Ronald Voelzke).
- [24] “Analysis of Steady State operation of DFIG based WTG in Power Systems”. (J. P. A. Vieira, M. V. A. Nunes, U. H. Bezerra).
- [25] “Reactive Power Capability of WTG based DFIG”. IEEE. (Stephan Engelhardt, Istvan Erlich, Christian Feltes, Jörg Kretschmann, and Fekadu Shewarega).
- [26] “Reliability Assessment of Power System Containing WF Based on Steady state Power Flow”. (Xiaoqing Han, Mingming Mu, Wenping Qin).
- [27] “Research on Power Flow Algorithm for Power System Including Wind Farm”. (Yanni Liu, Wei Wang, Lijie Xu, Pinghao Ni, Lin Wang).
- [28] “Regulation and Frequency Response Service Capability of Modern Wind Power Plants”. VESTAS. (Germán Claudio Tarnowski, Philip Carne Kjær, Søren Dalsgaard, Anders Nyborg).

6. ANEXOS

Anexo I: Borrador del Procedimiento de Operación 7.5 y comentarios de las asociaciones y empresas del sector.

		<i>Fecha: junio 2013</i>
<i>Edición: V7</i>		<i>Página: 93</i>